

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
--	----------------------------------

[Il testo che segue riepiloga i principali argomenti discussi da AICEP a Roma, il 4 maggio us, in uno specifico incontro avuto con i Delegati dell'OCSE e del Dipartimento Affari Economici della Presidenza del Consiglio.](#)

<p><u>“Esistono possibilità di stimolare significativi approcci volontari al mercato e alla libera competizione”?</u></p>	<p>AICEP non ritiene che nell’attuale situazione ci sia molto spazio per iniziative volontarie che possano incrementare il mercato. La presenza, tuttora dominante, di ENEL nella produzione nazionale e nei contratti di importazione, di fatto, non lascia spazio alla libera competizione.</p>
<p><u>“Quali iniziative sono state prese per tenere in debito conto le problematiche ambientali nella riforma del mercato elettrico”?</u></p>	<p>AICEP non conosce l’esistenza di grandi iniziative che possano, -nel breve periodo-, portare a significativi incrementi di energia da fonti rinnovabili sul libero mercato. L’unica cosa certa è che dal 2001 tutti i produttori e gli importatori dovranno “virtualmente” integrare le loro consegne di energia al gestore della rete con il 2% di energia da fonti rinnovabili ovvero “certificati verdi” di equivalente valore che, nella maggior parte dei casi, potranno essere acquistati solo da produttori ex monopolisti o dal Gestore della Rete, anche a titolo di “future disponibilità” oggi inesistenti. Conseguentemente si registrerà un aggravio di costo per l’utenza industriale, ancor più oneroso per gli utenti “energy intensive” che vedranno così aumentare lo squilibrio già esistente con i loro concorrenti europei.</p>
<p><u>“ Come potrà essere influenzata la riforma dalla internazionalizzazione del mercato elettrico”?</u></p>	<p>ENEL è già operativa nella proprie attività estere, principalmente nel campo della progettazione e costruzione di nuove centrali e linee di trasmissione.</p> <p>In Italia una vera competizione può realizzarsi solo con la presenza di compagnie straniere che importino e/o producano elettricità e che possano liberamente partecipare, ad esempio, anche a tutte le gare e/o trattative private che saranno indette per la cessione a terzi di 15.000 MW di capacità ,che ENEL deve dismettere ed ai quali saranno sicuramente mantenuti tutti i futuri incentivi riconducibili al riconoscimento degli “stranded costs”.</p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
<p><u><i>“I cambiamenti degli ultimi dieci anni quale premessa dell’attuale riforma”</i></u></p>	<p>Il principale cambiamento strutturale è stato la creazione di una “Autorità per l’energia elettrica e il gas” che ha manifestato la propria attività sul campo con la sua prima delibera n.70 del 1997, con la quale ha provveduto soltanto ad incorporare nella nuova tariffa i pre-esistenti sovrapprezzi (termico e “ad altri usi”), senza entrare nel merito dei nuovi livelli tariffari e/o della definizione delle categorie di utenza.</p> <p>In applicazione delle norme nazionali di recepimento della delibera UE del 1996 (Decreto Legislativo n. 79/1999, “Decreto Bersani”), a partire da febbraio 1999, l’Autorità ha iniziato il suo ruolo istituzionale di regolatore del mercato elettrico italiano, stabilendo regole e procedure, sia per il mercato libero che per quello vincolato.</p> <p>Per una cronologia dettagliata dell’intero iter della riforma dal 1992 fino al 1999 si rinvia alle pagine 12-18 del Bollettino IEFE n. 3/98 (dicembre 1998).</p>
<p><u><i>“Costi e benefici della legge n.9 del 1991 e del CIP n.6/1992”</i></u></p>	<p>I prezzi “generosi” pagati da ENEL per l’acquisto “obbligato” dell’energia prodotta da nuovi impianti sovvenzionati dal provvedimento Cip 6/1992, in applicazione della legge n.9/91, si sono resi necessari a fronte della necessità di incentivare nuove capacità di generazione alternative all’energia termoelettrica che, a seguito di referendum popolare, doveva essere abbandonata in Italia.</p> <p>L’onere dell’incentivazione, tuttavia, è stato sempre, ed integralmente, accollato ai consumatori elettrici e non alla totalità dei cittadini contribuenti che, con il loro voto, hanno creato l’onere.</p> <p>Apposite aliquote versate alla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico, prima attraverso l’applicazione di sovrapprezzi straordinari deliberati dal CIP, oggi attraverso la componente tariffaria A3 deliberata dalla Autorità, hanno sempre provveduto a coprire integralmente tale onere, così come avverrà fino ad esaurimento.</p> <p>Il maggior prezzo, in definitiva, è stato da sempre pagato esclusivamente dai consumatori elettrici e nessun onere è mai rimasto a carico di ENEL.</p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
<u><i>“Le maggiori difficoltà e i temi di motivata preoccupazione”</i></u>	<p>Soltanto a dicembre 1999, l’Autorità ha provveduto a ristrutturare il sistema tariffario, tuttora non applicato nella pratica, nel senso di lasciare liberi i distributori di offrire opzioni tariffarie, anche differenziate, purché rispondenti a un concetto di ricavo medio e massimo unitario per categoria di utente.</p> <p>AICEP ritiene che per le categorie industriali “energy intensive” il sistema sia penalizzante perché le accomuna alle normali utenze industriali che, ancorché ad alta tensione ed altissima utilizzazione (da 4500 ore annue in su) , non sembrano poter essere comparabili con le caratteristiche di prelievo “full power” (7500 ore annue), categoria che, nonostante le reiterate e motivate richieste di AICEP, l’Autorità non ha finora potuto o voluto determinare.</p> <p>La situazione della categoria “full power”, invece, si è ulteriormente aggravata con l’abolizione della modulazione delle componenti “A” che, da marzo 1999 fino a fine anno, la stessa Autorità aveva deliberato. Con ciò negando l’applicazione della disposizione del Decreto Bersani (art.3/11) secondo cui “la quota parte del corrispettivo a copertura dei suddetti oneri a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, è definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori”.</p> <p>Anche se, almeno in teoria, le utenze AICEP (tutte Clienti Idonei) non dovrebbero essere toccate dal problema, nella realtà lo dovranno affrontare ancora per molto tempo :</p> <ul style="list-style-type: none">a) sia per la scarsità di energia di importazione sul libero mercato dovuta tanto alla ridotta capacità delle interconnessioni con l’estero, quanto alla riserva di oltre il 50% tuttora (e per altri 7 anni ancora) riconosciuta ai contratti ENEL per il mercato vincolato,b) sia perché anche quella poca reperibile non potrà non aumentare il proprio prezzo per l’effetto “ombrello” che verrà fatalmente provocato dalle più elevate tariffe del mercato vincolato. <p>Il problema si ricollega anche al decreto Bersani (art.10) che ha previsto, in caso di insufficiente capacità di trasporto, “un’equa ripartizione complessiva tra mercato libero e</p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP												
<i>(segue da pagina precedente)</i>	<p>vincolato”.</p> <p>Questa norma, di fatto, ostacola la realizzazione del mercato libero dal momento che, da un lato si è previsto il massimo della liberalizzazione della domanda (ad es., con il riconoscimento anche dei consorzi dei piccoli utenti per circa 14 TWh su un totale di 72 TWh), dall’altro lato, invece, non ci si è preoccupati della estrema rigidità dell’offerta nel periodo di transizione.</p> <p>Ad oggi si stima che il mercato libero (72 TWh/a) può essere rifornito da produttori terzi (diversi dall’ex monopolista) solo per il 35%, in prevalenza da importazione. Il solo riconoscimento dell’idoneità dei consorzi dei piccoli utenti, però, ha incrementato la domanda del 24%, senza alcuna corrispondente variazione dell’offerta.</p>												
<u>“Capacità e Produzione 1999”</u>	<p>Con riferimento alle statistiche elaborate dal <u>Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale</u>, l’anno 1999 ha registrato una:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 70%;">Produzione Netta</td> <td style="text-align: right;">244 TWh</td> </tr> <tr> <td><u>Import Netto</u></td> <td style="text-align: right;"><u>42 TWh</u></td> </tr> <tr> <td><u>Totale</u></td> <td style="text-align: right;"><u>286 TWh</u></td> </tr> <tr> <td colspan="2"> </td> </tr> <tr> <td><u>Potenza Efficiente Netta</u></td> <td style="text-align: right;"><u>74 GW</u></td> </tr> <tr> <td>(di cui 28% da fonti rinnovabili = 21 GW)</td> <td></td> </tr> </table>	Produzione Netta	244 TWh	<u>Import Netto</u>	<u>42 TWh</u>	<u>Totale</u>	<u>286 TWh</u>			<u>Potenza Efficiente Netta</u>	<u>74 GW</u>	(di cui 28% da fonti rinnovabili = 21 GW)	
Produzione Netta	244 TWh												
<u>Import Netto</u>	<u>42 TWh</u>												
<u>Totale</u>	<u>286 TWh</u>												
<u>Potenza Efficiente Netta</u>	<u>74 GW</u>												
(di cui 28% da fonti rinnovabili = 21 GW)													
<u>“Le previsioni di ingresso sul mercato di nuove capacità di generazione.”</u>	<p>Informazioni ricavate dalla stampa, lasciano prevedere le seguenti nuove capacità di produzione:</p> <ul style="list-style-type: none"> • -Edison (3.000 MW entro il 2003 per raggiungere 6.600 MW, e prospettiva di raggiungere 10.000 MW mediante l’acquisizione di Centrali Enel) • -Sondel (4.000 MW mediante la costruzione di 5 nuovi impianti) • -Eni Power (programma di una nuova Centrale a gas da 1.200 MW e, in prospettiva, acquisizione di Centrali Enel da ammodernare) • -altri produttori, sia italiani che esteri, hanno annunciato la loro intenzione di costruire nuove capacità di generazione in Italia e di voler partecipare all’acquisizione di Centrali Enel da modernizzare. <p><u>Ostacoli per nuovi impianti potrebbero incontrarsi nel trovare siti compatibili con le autorizzazioni ambientali. In ogni caso va sottolineato che le nuove capacità di generazione non</u></p>												

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP																
	potranno essere disponibili prima di 3-4 anni.																
<u><i>“Investimenti necessari per incrementare la capacità di interconnessione della rete”</i></u>	<p>L’unico progetto di espansione, in corso di realizzazione, riguarda il collegamento elettrico in corrente continua tra l’Italia e la Grecia (una potenza massima di 600 MW importabile attraverso un cavo sottomarino a 400 kVolt in corrente continua). L’entrata in servizio è prevista per il 2002.</p> <p>Il programma è sicuramente inadeguato alle esigenze ed alle opportunità offerte dal libero mercato elettrico europeo.</p> <p>Ogni decisione inerente lo sviluppo della rete di trasmissione e dei necessari investimenti ricade sotto la responsabilità del Gestore della Rete ma, ad oggi, il Ministero dell’Industria non ha ancora emanato il previsto Regolamento di cui all’ art. 3/8 del Decreto Bersani</p>																
<u><i>“Dati su import-export di elettricità negli anni 1998, 1999 per l’Italia.”</i></u>	<p>Con riferimento alle statistiche elaborate dal Gestore della Rete di trasmissione nazionale si registrano i seguenti scambi di energia:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;"></th> <th style="text-align: center;">(GWh)</th> <th style="text-align: center;">1999</th> <th style="text-align: center;">1998</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Importazioni</td> <td></td> <td style="text-align: center;">42.539</td> <td style="text-align: center;">41.633</td> </tr> <tr> <td>Esportazioni</td> <td></td> <td style="text-align: center;">529</td> <td style="text-align: center;">901</td> </tr> <tr> <td>Saldo Import</td> <td></td> <td style="text-align: center;">42.010</td> <td style="text-align: center;">40.732</td> </tr> </tbody> </table>		(GWh)	1999	1998	Importazioni		42.539	41.633	Esportazioni		529	901	Saldo Import		42.010	40.732
	(GWh)	1999	1998														
Importazioni		42.539	41.633														
Esportazioni		529	901														
Saldo Import		42.010	40.732														
<u><i>“Capacità di Interconnessione dal 2000”</i></u>	<p>Secondo la Relazione Tecnica dell’ Autorità (Del. 179 del 3/12/1999), <u>la massima capacità totale di interconnessione (al limite termico) raggiunge 11.400 MW nel periodo invernale e 9.700 MW nel periodo estivo.</u> Con limitati interventi su componenti accessori degli impianti di interconnessione, la massima capacità totale nel periodo invernale potrebbe raggiungere un valore prossimo ai 12.400 MW.</p> <p>Gli attuali criteri di mantenimento della sicurezza di esercizio dei sistemi elettrici interconnessi portano ad individuare il valore della “Capacità Totale Trasmissibile” come la massima potenza che può essere scambiata con continuità tra due aree elettriche; sottraendo a tale valore un ulteriore margine di sicurezza per la gestione delle variazioni dei carichi e per la riserva di mutuo soccorso, concordata in sede internazionale, si ottiene la “Capacità Netta Trasmissibile” che, nel caso italiano, risulta pari a 5.400 MW nel periodo</p>																

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
	invernale, 5.000 MW nel periodo estivo, 2.200 nel mese di agosto. (Circa il 50% della suddetta capacità è riservata ai contratti di importazione pluriennali stipulati dall'ENEL.)
<u>“Regolazione dell’accesso al mercato italiano”</u>	<p>La regolamentazione prevede che l’importatore debba dimostrare al GRTN di poter far arrivare l’energia elettrica fino alla frontiera italiana.</p> <p>Allo stato attuale non vi sono impedimenti normativi all’accesso al mercato italiano.</p> <p>Si teme però che in futuro meccanismi di asta competitiva (non ancora decisi) possano determinare accordi fra i produttori ed eliminare la concorrenza a danno soprattutto dei grandi consumatori</p>
<u>“Programmi di espansione della capacità di importazione.”</u>	<p>L’unico progetto di espansione, in corso di realizzazione, riguarda il collegamento elettrico in corrente continua tra l’Italia e la Grecia (una potenza massima di 600 MW importabile attraverso un cavo sottomarino a 400 kVolt in corrente continua).</p> <p>L’entrata in servizio è prevista per il 2002</p>
<u>“Regolamentazione delle Società di fornitura e distribuzione”.</u>	<p>Il responsabile per la regolazione del prezzo è l’”Autorità per l’Energia” in forza della legge 481/95.</p> <p>Con propria delibera 204/99 l’Autorità ha inteso definire la nuova struttura tariffaria in base al principio di corrispondenza tra costi e tariffe.</p>
<u>“Interesse dell’Acquirente Unico a ricercare energia a basso costo.”</u>	<p>Non sono attualmente noti i criteri con i quali l’Autorità vorrà regolamentare l’efficienza economica delle attività dell’Acquirente Unico per il mercato vincolato.</p> <p>Ad oggi, ENEL, che svolge le funzioni dell’”Acquirente Unico”, continua a percepire contributi dalla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico, tanto per tutta l’energia termoelettrica prodotta e/o acquistata, quanto per quella termoelettrica importata per il fabbisogno del mercato vincolato.</p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
	<p>Per il futuro l'incentivazione dovrebbe riguardare solo l'energia prodotta – acquistata avente origine da fonti rinnovabili.</p>
<p><u>“Valenza Commerciale degli impianti che saranno dismessi da ENEL”</u></p>	<p>E' lecito immaginare che nella composizione dei lotti di capacità di generazione da cedere a terzi, in ottemperanza al decreto Bersani, non siano confluiti gli impianti più nuovi o efficienti posseduti da ENEL.</p> <p>Ciò nonostante, la vendita suscita notevole interesse tra produttori nazionali ed esteri, essenzialmente per due motivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gli acquirenti acquisiscono una licenza di esercizio alla produzione ed una serie di corsie preferenziali per ogni successiva iniziativa progettuale di ampliamento e revamping degli impianti esistenti, • insieme con gli impianti vengono acquisiti anche i diritti al futuro rimborso degli “stranded costs” ad essi collegati.
<p><u>“L'Attuale Schema Tariffario”</u></p>	<p>Il responsabile per la regolazione del prezzo è l'”Autorità per l'Energia” in forza della legge 481/95.</p> <p>Nella delibera 204/99 l'Autorità ha definito la nuova struttura tariffaria in base al principio di corrispondenza costi / tariffa.</p> <p>In questo provvedimento l'Autorità, come più volte dimostrato da specifici esempi elaborati da Aicep invece, non ha sufficientemente applicato il principio di degressività stabilito dall'art.3/11 del Decreto Bersani 79/99 secondo il quale la tariffa deve presentarsi decrescente in rapporto ai consumi maggiori dei clienti finali.</p> <p>.</p>
<p><u>“Le maggiori difficoltà e i temi di motivata preoccupazione”</u></p>	<p>Aicep ha ripetutamente segnalato all'”Autorità per l'energia” che le tariffe da essa fissate per il mercato vincolato prendono a riferimento un costo dell'energia eccessivamente elevato.</p> <p>Tariffe così onerose determinano una lievitazione dei prezzi sul mercato libero, data la insufficienza dell'offerta di energia concorrenziale (soprattutto quella di importazione) rispetto alla domanda crescente del mercato libero.</p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
<p><i>(segue da pagina precedente)</i></p>	<p>Da parte sua, Aicep ha proposto all’Autorità per l’energia le seguenti soluzioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • -non adottare l’asta per non vanificare i miglior prezzi negoziati all’estero dai grandi consumatori • -dare la precedenza all’importazione ai consumatori finali “energy intensive users” che utilizzano al meglio la rete di trasporto (altissimo grado di utilizzazione della potenza impegnata) • -essi, a causa dell’alta incidenza del costo energetico sul loro prezzo di costo, sono i più motivati all’uso razionale dell’energia ed i più impegnati sul fronte del risparmio energetico • -infine, a motivo della forte competizione dei loro prodotti sui mercati internazionali hanno l’assoluta esigenza di disporre di energia a prezzo comparabile con quello sostenuto dai loro competitori esteri. <p>Questa precedenza dovrebbe essere data almeno fino a quando non ci sarà un vero e stabilizzato mercato libero in Italia, il quale potrà realizzarsi allorquando sarà garantito un più ampio accesso di energia estera a basso prezzo in Italia e il sistema elettrico italiano sarà divenuto più efficiente.</p>
<p><u>“Evoluzione della recente riforma tariffaria”</u></p>	<p>In forza delle Delibere dell’”Autorità per l’Energia” 204/99 e 4/2000, dal 1° gennaio 2000 sono entrate in vigore le nuove tariffe elettriche.</p> <p>La Delibera 204/99 ha ridotto le categorie di utenza da 52 a 9, senza però istituire la categoria tipica per i grandi consumatori “energy intensive users” o “Full Power”, da lungo tempo richiesta da Aicep.</p> <p>Da sottolineare che le nuove tariffe comportano per questa categoria di grandi consumatori un aumento del 30 % in 18 mesi e che questo aumento si ripercuoterà, fatalmente, sul libero mercato (effetto ombrello).</p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
<p><u>“Congruità di costi e tariffe per ogni categoria di utenza”</u></p>	<p>Secondo Aicep, il principio della corrispondenza delle tariffe ai costi è complessivamente corretto.</p> <p>Le obiezioni di Aicep riguardano il prezzo di costo troppo elevato riconosciuto ai produttori e il non aver considerato una categoria ad hoc per i grandi consumatori “full Power”.</p> <p>Si constata, infine, che i prezzi regolamentati non sono sufficientemente degressivi e quindi non provocano una sufficiente elasticità della domanda.</p>
<p><u>“Il concetto di “stranded costs” utilizzato in Italia.”</u></p>	<p>Il principio è quello di far sopportare ai consumatori tutti i “sovracosti”, compresi quelli della inefficienza maturati durante la situazione di monopolio ,nella fase di passaggio verso il mercato libero che non tollera inefficienza.</p> <p>Aicep è preoccupata non solo dell’aumento di costo dell’energia elettrica che deriva dall’applicazione in tariffa degli stranded costs, ma anche degli altri oneri “impropri”, che appesantiscono il costo elettrico finale italiano rispetto a quello degli altri paesi europei.</p> <p>Oggi, questi altri oneri “impropri” pesano sui grossi consumatori per 14 Lire/kwh e potrebbero aumentare di ulteriori 4-5 Lire /kwh per effetto degli stranded costs,</p> <p><u>rendendo così insostenibile la continuazione delle attività produttive ad alta intensità energetica in Italia.</u></p>

OECD : REVIEW OF REFORM FOR ELECTRICITY IN ITALY

TEMATICHE DI INTERESSE OECD	OSSERVAZIONI DI AICEP
-----------------------------------	--------------------------

CONCLUSIONI

I principi della Riforma nel settore elettrico non hanno finora trovato reale applicazione in Italia.:

-Sul lato della domanda, il mercato libero e' ampliato in misura superiore a quella prevista dalla UE,

-Sul lato dell'offerta è tuttora insufficiente l'energia disponibile a prezzo concorrenziale perché :

- mancano nuove produzioni italiane efficienti,
- i tempi per la cessione dei 15000 MW dell'Enel si allungano e comunque essa non potrà dare i suoi frutti prima di 2-3 anni ,tenuto conto del periodo necessario per l'ammodernamento delle centrali,
- l'importazione,che sarebbe l'unica fonte realmente concorrenziale,è limitata dalla scarsa capacità di trasporto delle reti di interconnessione con l'estero,occupate fra l'altro per più del 50 % dall'Enel con i suoi contratti a lungo termine.

In considerazione di quanto sopra, di fatto i tempi per una reale liberalizzazione del mercato in Italia sono ancora lunghi. Sembra quasi avverarsi la previsione contenuta nel Decreto legge 333/1992 che , nel trasformare l'Enel da Ente pubblico in Società per azioni, stabiliva il prorogarsi del regime di concessione fino al 2012.

Il problema di maggiore rilevanza per i clienti industriali e particolarmente per gli "energy intensive users" è che per alleviare i disagi in questo lungo periodo di transizione ,si sono trovati "ammortizzatori" adeguati solo per i produttori monopolistici elettrici e non anche per le produzioni industriali che richiedono grandi consumi specifici di energia .Per questi ultimi è stata invece eliminata ogni misura ammortizzatrice, in previsione di una libertà di mercato che non si è ancora verificata in Italia. Gli "energy intensive users" ritengono che la normalità della situazione, cioè la applicazione del mercato libero reale nei loro confronti sia conseguibile con la adozione di provvedimenti di contrappeso alla lunghezza del periodo di transizione previsto a salvaguardia dell'ex monopolista.

Questi provvedimenti consistono:

- Nel riconoscere la loro priorità nell'assegnazione da parte dell'Autorità dell'energia di importazione, unica fonte realmente concorrenziale;
- Nell'esonerarli dal gravame di ogni onere "improprio" sia esso "generale" o di "sistema".

Non si giustifica infatti che si addossino a questi consumatori tali oneri, mentre invece si danno facilitazioni ai produttori elettrici onde recuperare oneri pregressi e futuri, conseguenti a inefficienze e all'abbandono del nucleare, per passare senza difficoltà dal monopolio al sistema di libero mercato. Con i predetti provvedimenti si determinerebbero da subito le condizioni reali di mercato libero, in un periodo transitorio troppo dilazionato nel tempo per favorire la graduale uscita dal sistema di monopolio evitando un brusco abbattimento del valore patrimoniale di Enel.

Se, per queste ragioni, la fine del mercato monopolistico viene proiettata nel tempo attraverso il sistema degli stranded costs e l'assunzione degli altri oneri, non si vede perché non debbano essere adottati analoghi contrappesi per i clienti finali più "sensibili" al costo elettrico le cui produzioni devono competere in un mercato unico globalizzato.