



DEPARTMENT OF ECONOMICS  
UNIVERSITY OF MILAN - BICOCCA

WORKING PAPER SERIES

**Gli oneri di sistema nei principali  
mercati elettrici internazionali**

Massimo Beccarello, Graziella Marzi

No. 66 – December 2003

Dipartimento di Economia Politica  
Università degli Studi di Milano - Bicocca  
<http://dipeco.economia.unimib.it>

# **Gli oneri di sistema nei principali mercati elettrici internazionali**

Massimo Beccarello e Graziella Marzi  
Dipartimento di Economia Politica  
Università degli Studi di Milano - Bicocca

## **Abstract**

Questo paper ripercorre alcuni *case studies* nella gestione degli oneri di sistema (*stranded costs*) emersi e riconosciuti nell'ambito dei processi di liberalizzazione dei principali mercati elettrici internazionali. Dopo una breve analisi metodologica sono affrontate le principali criticità nell'esperienza californiana e le implicazioni che hanno determinato gravi fallimenti del mercato. Nella seconda parte si valutano le distorsioni insite nei meccanismi di recupero degli *stranded cost* sotto il profilo della normativa comunitaria in materia di concorrenza e sono analizzate le soluzioni operative adottate nei principali paesi europei. Infine, con riferimento al caso italiano si considerano le principali implicazioni relative all'avvio del mercato elettrico e gli effetti sulla bolletta energetica nazionale.

## Introduzione

Nel corso del processo di liberalizzazione del settore elettrico, l'emergere dei costi incagliati o arenati (*stranded cost*) rappresenta uno dei problemi più complessi che le Autorità di regolazione si trovano ad affrontare. Si tratta di alcune categorie costi che le imprese elettriche, in precedenza verticalmente integrate e operanti in condizioni di monopolio locale regolato, sostenevano per soddisfare l'obbligo di fornire il servizio elettrico a tutti i cittadini o, più in generale, per perseguire obiettivi di politica economica o sociale. Tali costi potevano essere recuperati dalle imprese con una adeguata definizione delle tariffe per l'erogazione dell'energia elettrica. Il passaggio da un monopolio regolato, verticalmente integrato, ad una struttura caratterizzata dalla separazione delle diverse fasi della filiera elettrica, con l'introduzione della concorrenza nella generazione e nella vendita, può impedire il recupero di tali costi che vengono così definiti *stranded*. Le cause del mancato recupero sono da ricondursi sia alla riduzione del prezzo dell'energia elettrica, evento atteso e obiettivo principale della liberalizzazione stessa, sia alla riduzione della quota di mercato che l'impresa può subire in seguito alla scelta dei consumatori di cambiare il proprio fornitore.

La presenza di *stranded cost* nel periodo di transizione ad un regime concorrenziale, ha comportato, in quasi tutti i paesi che hanno deciso di liberalizzare il settore elettrico, un dibattito molto acceso sull'opportunità o meno di permettere il recupero di tali costi. Una volta deciso il recupero di tali costi, diventa poi rilevante la scelta del meccanismo migliore da adottare per recuperarli. Infatti, qualunque meccanismo di reintegrazione potrebbe pregiudicare l'ordinato sviluppo e l'emergere della concorrenza nei mercati elettrici inducendo le imprese, che hanno diritto al recupero dei costi incagliati, a realizzare extra profitti o ad adottare comportamenti distorsivi della concorrenza.

L'esperienza internazionale e quella statunitense offrono numerosi spunti di riflessione al dibattito europeo. La recente crisi della California evidenzia, in particolare, come il recupero dei costi incagliati abbia concorso, congiuntamente alle altre scelte delle Autorità di regolazione e del legislatore, a determinare il fallimento del processo di liberalizzazione del settore elettrico.

In questo lavoro analizzeremo le soluzioni alternative che sono state adottate, in diversi paesi della Unione Europea e in California, per affrontare il problema degli stranded cost. Nel contesto europeo, gli *stranded cost* rappresentano un tipico problema di coordinamento dell'attività di riassetto e di indirizzo dei mercati che si è manifestato al momento del recepimento della direttiva. La facoltà per gli stati membri di riconoscere ex. Art. 24 della Dir. 92/97/CE tali oneri, con indicazioni a maglie larghe, ha evidenziato una forte mancanza di coordinamento a livello comunitario relativamente ad una tipologia di costi riconosciuti che presenta forti rischi, per entità e modalità di riconoscimento, di incorrere nelle more per le fattispecie previste ex. Art. 91 del trattato in relazione al divieto degli aiuti di stato.

Tra le diverse esperienze europee, rileviamo che l'analisi del caso italiano è stata particolarmente complessa per la difficoltà di identificare le categorie di "costi non recuperabili" dell'operatore dominante. Ciò soprattutto alla luce dei risultati del processo di cessione delle GENCO Enel che hanno registrato un valore di dismissione degli impianti superiori a quelli di libro, al netto degli ammortamenti già effettuati.

Nel primo paragrafo si tratterà un quadro sintetico dei contributi che la teoria economica ci offre per affrontare il problema degli stranded costs e formulare le soluzioni alternative che possono essere adottate. Nei paragrafi successivi affronteremo, dapprima, il caso della California che ci consentirà di analizzare i criteri e le procedure tipiche del contesto statunitense, ambito nel quale il dibattito sugli stranded cost si è originariamente sviluppato. Successivamente, analizzeremo le principali indicazioni della normativa comunitaria sugli oneri di sistema confrontando le modalità ed i criteri con i quali i principali paesi europei hanno adottato il recupero degli *stranded*. Infine, saranno valutate le principali implicazioni nel caso italiano sotto il profilo legislativo ed economico con riferimento al funzionamento del mercato.

### **1.1 Identificazione, criteri di valutazione e modalità di recupero degli stranded cost.**

La decisione di permettere il recupero degli stranded cost richiede di affrontare, in sequenza, i problemi di identificazione delle categorie di costo che possono essere

considerate stranded, la determinazione dell'ammontare di tali costi e dei criteri per stimarli ed infine la scelta del metodo per il loro recupero.

Le categorie di costo che vengono di solito considerate stranded (Baumol e Sidak 1995b, Hirst 1998) sono quelle inerenti agli obblighi contrattuali e alle attività connesse con la generazione. Si tratta, più precisamente, dei costi associati all'eccesso di capacità di generazione ed agli impianti nucleari; ai contratti per l'acquisto di elettricità da produttori indipendenti e ai costi legati alle decisioni del regolatore o del legislatore per l'attuazione di programmi di interesse sociale.

Pur nella varietà dei metodi che possono essere seguiti per quantificare gli stranded cost, rileviamo che tutti si basano su qualche forma di confronto tra i costi desunti dalla contabilità delle imprese e i valori relativi ai mercati concorrenziali, rilevati direttamente o stimati sulla base di modelli di previsione. In particolare, il confronto tra grandezze contabili e di mercato può essere articolato con riferimento ai valori delle attività oppure ai flussi di reddito. Partendo da questa distinzione fondamentale, i diversi metodi di stima sono classificati con riferimento a tre possibili dimensioni (EIA 1996). La prima dimensione si riferisce al momento in cui viene effettuata la stima, se prima o dopo l'apertura alla concorrenza del mercato elettrico: *ex-ante versus ex-post*. La seconda è relativa al grado di dettaglio seguito nella stima ed è pertanto riferito alla stima delle singole voci di costo incagliato o all'impresa nella sua totalità: *bottom-up versus top-down*. La terza dimensione infine si riferisce al fatto che le procedure possono essere realizzate in via amministrativa o con riferimento alle grandezze che emergono dall'operare del mercato, come il prezzo di vendita degli impianti o il prezzo delle azioni dell'impresa: *administrative versus market approach*.

Una volta scelto il metodo per la stima degli stranded cost ed effettuata la loro quantificazione, che corrisponde all'introito che le imprese possono recuperare, diventa poi necessario individuare un meccanismo di recupero che sia efficiente e non distorsivo per il sistema. In altre parole, tale meccanismo dovrebbe soddisfare il più possibile i criteri di neutralità competitiva, allocazione efficiente, imparzialità dell'incidenza sui consumatori, trasparenza, obiettività e semplicità amministrativa. Il criterio di neutralità competitiva, in particolare, sta ad indicare che il meccanismo di recupero deve permettere a tutti i generatori di competere in base al vantaggio sui costi marginali reali; alle imprese

elettriche di recuperare i costi precedentemente sostenuti per fornire il servizio elettrico a tutti i consumatori di energia che, a loro volta, non possono esimersi dal pagare la loro quota di costi (Tye e Graves 1997)<sup>1</sup>.

La scelta del meccanismo da utilizzare per il recupero richiede, infine, di individuare i soggetti sui quali fare ricadere il recupero degli stranded cost e la modalità di prelievo.

Negli Stati Uniti e nei diversi paesi europei che hanno deciso di consentire il recupero degli stranded cost, il peso di tale recupero è stato posto su tutti consumatori di energia elettrica. Vi sono, tuttavia, altre soluzioni che considerano la possibilità distribuire i costi tra i consumatori che decidono di cambiare fornitore oppure di recuperarli tramite la fiscalità generale.

Anche le modalità di prelievo sono molteplici. E' possibile imporre di una tassa in somma fissa su tutti i consumatori o solo su quelli che decidono di cambiare fornitore, aumentare la componente tariffaria relativa alla trasmissione e/o distribuzione oppure finanziare gli stranded costs con l'emissione di obbligazioni (*securization*). Approfondiremo più avanti quest'ultima modalità è stata adottata anche nel caso della California.

Ognuno dei diversi punti, che abbiamo considerato brevemente e che devono essere affrontati per giungere alla soluzione del problema degli stranded cost, comporta la

---

<sup>1</sup> Con maggior dettaglio, seguendo Tye e Graves [1997], osserviamo che i meccanismi di recupero degli stranded cost dovrebbero soddisfare le seguenti condizioni:

- consentire alle imprese, proprietarie di impianti rilevanti, di recuperare in modo attendibile e secondo le condizioni previste i costi incagliati e prevedere la raccolta attendibile dei redditi necessari per ammortizzare completamente gli stranded cost ereditati dal precedente regime;
- riconoscere sia alle imprese già operanti nel settore elettrico sia ai nuovi entranti, l'opportunità di competere con pari opportunità per recuperare i costi fissi non *sunk* nel regime regolamentato e non *stranded* come conseguenza della transizione alla deregolamentazione;
- limitare la durata e l'importanza dei meccanismi di recupero nel periodo di transizione solo agli stranded cost effettivi;
- permettere a tutti i concorrenti di realizzare i vantaggi competitivi;
- promuovere una concorrenza sui prezzi e sui servizi tra i fornitori così che gli effettivi guadagni di efficienza porteranno benefici ai clienti nel lungo termine;
- minimizzare i costi sostenuti per amministrare la transizione dal regime regolamentato alla concorrenza;
- assicurare che i costi della transizione siano sopportati dai clienti in modo equo;
- assicurare l'integrità finanziaria dell'impresa elettrica. Ciò include l'opportunità per l'impresa di guadagnare un ragionevole tasso di ritorno sugli investimenti promuovendo la semplicità amministrativa.

valutazione di una serie di questioni di carattere economico, sociale e politico che l'Autorità di regolazione o il legislatore devono cercare di risolvere. Le soluzioni a questi problemi sono molteplici e ogni alternativa individuata presenta vantaggi e svantaggi che non è possibile eliminare completamente.

## **2 L'esperienza statunitense: la California e il fallimento della regolazione.**

Un passaggio rilevante nel percorso di liberalizzazione dei mercati elettrici statunitensi ed in particolare di quello californiano, del quale ci occuperemo più diffusamente in questo paragrafo, è quello che ha portato al riconoscimento degli stranded cost.

La discussione, ampia e accesa, aveva preso l'avvio a livello federale all'inizio degli anni novanta. Le utilities, le autorità di regolazione statale, molti esponenti della comunità finanziaria ma anche alcuni noti accademici (Baumol *et al.* 1995, Joskow 1996) erano tra i maggiori assertori dell'importanza di consentire alle utilities, il recupero, degli stranded costs considerato indispensabile per mantenere la solidità finanziaria delle imprese e tutelarne, per questa via, gli utenti. Per contro, i grandi utenti, le associazioni dei consumatori e altri, meno noti, accademici (Van Doren 1988) rilevavano che il recupero di tali costi rendeva non economica la ricerca di nuovi fornitori da parte degli utenti e creava incertezza legata all'entità e la modalità di recupero. In definitiva il potenziale anticompetitivo associato a questa scelta rischiava di essere molto alto. A tutto ciò si aggiunga che le stime dei potenziali stranded cost, per tutti gli Stati Uniti, oscillavano significativamente all'interno di un intervallo di variazione compreso tra \$10-20 e \$200 miliardi, a seconda degli assunti e delle metodologie adottate.

### **2.1 Le scelte federali.**

A conclusione del dibattito, nel definire i principi per lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso (Order n.888, 24 aprile 1996), l'Autorità di regolazione federale FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) aveva ritenuto opportuno autorizzare le imprese produttrici ad ottenere il recupero degli stranded costs solo se: *prudenti, legittimi e*

*verificabili*. Nella decisione che disciplina la libertà di accesso alla rete di trasmissione e gli scambi di energia all'ingrosso, la FERC afferma:

“...ci troviamo di fronte ad un'industria in transizione e alla possibilità che alcune utilities si trovino a sostenere dei rilevanti costi non recuperabili e che tali costi vengano trasferiti sull'utenza (restante). Per questo motivo occorre affrontare tempestivamente e direttamente il problema dei costi di transizione consentendo alle utilities di cercare di recuperare i costi stranded legittimi, prudenti e verificabili ”(Order n.888, p.451). Pertanto, “La decisione finale sugli stranded costs (*Stranded Cost Final Rule*) viene assunta contemporaneamente a quella relativa alla libertà di accesso (*Open Access Final Rule*) perché riteniamo che il recupero dei costi stranded legittimi, prudenti e verificabili è critica per una transizione di successo dell'industria elettrica verso un contesto concorrenziale caratterizzato da libertà di accesso.” (Order n.888, p.454). L'obiettivo finale del regolatore federale sembrava essere, pertanto, la creazione di un contesto concorrenziale raggiungibile attraverso la tutela della integrità finanziaria delle imprese.

I costi stranded ammessi al recupero erano quelli legati alla scelta di un utente, grossista o consumatore finale, di fornirsi presso un'altra impresa produttrice. Un'attenta lettura dell'Order n.888 ci porta a rilevare che potevano essere considerati *stranded* i costi relativi a:

- contratti “esistenti” (posti in essere prima del 11 luglio 1994) per le forniture all'ingrosso;
- contratti “nuovi” (posteriori al 11 luglio 1994) per le forniture all'ingrosso che prevedono esplicitamente il recupero di tali costi;
- contratti relativi al passaggio di categoria di un utente finale che diventa utente all'ingrosso, in seguito alla possibilità di accedere alla rete di trasmissione;
- contratti relativi alla fornitura finale, la cui disciplina è tuttavia di competenza delle Autorità di regolazione statale.

Per quanto riguarda la modalità di recupero, la FERC riteneva che, nei casi di sua competenza (i primi tre dell'elenco precedente), questa dovesse essere *diretta*. Vale a dire



solo gli utenti all'ingrosso che lasciavano l'impresa erano chiamati a contribuire, sulla base del principio della causazione dei costi.

Il metodo di recupero dei costi previsto dalla FERC era il "*revenue lost approach*" che definiva gli stranded costs come differenza tra il flusso dei ricavi dell'utente che lasciava l'impresa e il valore di mercato dell'energia lasciata libera dall'utente. L'entità del contributo imposto agli utenti per il recupero degli stranded costs, indicato come (Stranded Cost Obligation - SCO) (Order n.888, p.595), viene definito in base alla formula:

$$SCO = (RSE - CMVE) \times L$$

Dove:

RSE = Revenue Stream Estimate: il flusso di ricavi stimato, definito come media dei ricavi degli ultimi tre anni, dell'utente che lascia;

CMVE = Competitive Market Value Estimate: la stima del valore di vendita, sul mercato concorrenziale della capacità lasciata libera o del costo medio annuo per l'utente di sostituire tale capacità. Le due opzioni sono a scelta dell'utente.

L = Lunghezza dell'obbligo: periodo di tempo ragionevole di fornitura all'utente previsto originariamente dalla utility.

Il metodo era stato scelto dalla FERC perché ritenuto più semplice dal momento che non richiedeva la valutazione di ogni singola attività e consentiva la minimizzazione dei costi legati alle procedure di allocazione. Il metodo proposto è, tuttavia, solo apparentemente semplice. Infatti, come era stato immediatamente rilevato (DOE 1996), la valutazione di due delle tre grandezze che entrano nella formula: la CMVE basata sull'analisi del mercato e la durata prevista per la fornitura dell'utente possono dare luogo a notevoli controversie.

## **2.2 Gli stranded cost in California.**

A livello statale, la California aveva risposto alle spinte a liberalizzare il sistema elettrico e al recupero degli stranded cost, in particolare, con la legge AB (Assembly Bill) 1890 approvata il 23 Settembre del 1996 che dava l'avvio, a partire dal 31 Marzo 1998, al processo di deregolazione del settore elettrico. Tra le varie disposizioni, la legge riconosceva ai consumatori finali e ai piccoli utenti commerciali e industriali una

riduzione tariffaria del 20% almeno, rispetto alle tariffe in vigore al 10 giugno 1996 (*rate freeze*), da attuarsi entro la fine del periodo di transizione (31 marzo 2002) o anche prima, qualora le utilities avessero recuperato gli stranded costs prima di quella data.

Infatti, in linea con le decisioni assunte a livello federale, la legge AB 1890 rilevava l'opportunità di consentire alle società elettriche, per un periodo di transizione ragionevole, il recupero di costi relativi agli obblighi e alle attività connesse con la generazione. Inoltre, il legislatore dava mandato all'Autorità di regolazione statale (CPUC - *California Public Utilities Commission*) di individuare e determinare le diverse categorie di costi relativi a:

- (*generation assets*) impianti di generazione, ristrutturazioni e investimenti in capitale avvenuti entro il 20 Dicembre 1995, purché già approvati dal regolatore statale ed ammessi al rimborso in tariffa entro la data indicata. Per le categorie di costo sopra richiamate, il periodo indicato come ragionevole per il recupero non doveva superare la data del 31 Dicembre 2001. Il recupero dei costi di dismissione delle centrali nucleari veniva invece esteso fino al momento in cui questi costi sarebbero stati pienamente recuperati;
- (*regulatory assets*) attività realizzate in applicazione agli obblighi definiti dal regime di regolazione precedente<sup>2</sup>. I costi corrispondenti erano già stati approvati dal Regolatore e venivano recuperati nelle aliquote definite in precedenza;
- (*purchased power contracts*) contratti per l'acquisto di energia, nella maggior parte dei casi generata da produttori indipendenti. Il loro periodo di recupero veniva legato alla scadenza degli impegni contrattuali.

I costi da recuperare erano definiti dal legislatore della California come differenza tra le plusvalenze e le minusvalenze dei costi storici di bilancio delle diverse attività rispetto ai loro valori correnti di mercato, per un valore complessivo netto stimato compreso tra \$21 e \$38 miliardi (Goudarzi e Roberts 1997).

Il criterio adottato consentiva tuttavia alle imprese, anche su sollecitazione del regolatore statale, di adottare misure adeguate a mitigare l'entità degli stranded cost.

---

<sup>2</sup> Tra i costi non esplicitamente indicati nella legge AB1890, il CPUC aveva indicato anche i costi sostenuti dalle imprese durante il periodo di transizione per evitare di licenziare i dipendenti. Per questi costi la data di scadenza è il 31.12.2006.

Queste misure si potevano tradurre nella rinegoziazione dei contratti esistenti; nel rifinanziamento dei debiti esistenti e nella vendita volontaria degli impianti di generazione.

Le imprese potevano, in particolare, adottare un meccanismo di rifinanziamento dei costi indicato come “*securitisation*”. Dal momento che i contributi dovuti alle imprese dai consumatori per coprire gli stranded cost rappresentavano un flusso certo di reddito, in quanto fissati per legge, questi contributi potevano essere utilizzati come garanzia per l’emissione di securities o obbligazioni molto sicure che avrebbero consentito di rifinanziare i debiti della utilities ad un tasso di interesse generalmente più basso. In questo modo si potevano ridurre i prezzi dell’energia elettrica per i consumatori e, conseguentemente, gli stessi stranded cost.

Il CPUC aveva inoltre sollecitato la cessione volontaria di almeno il 50% degli impianti a combustibili fossili<sup>3</sup>. In questo caso, benché l’obiettivo principale del Regolatore sia stato quello di contrastare l’esercizio del potere di mercato da parte delle imprese già presenti sul mercato, il risultato della vendita degli impianti, di gran lunga superiore al previsto, aveva contribuito significativamente alla riduzione degli stranded cost.

E’ evidente, a questo punto, che la soluzione al problema del recupero degli stranded cost in California si caratterizza, rispetto alle proposte avanzate a livello federale, per due aspetti. Il primo è quello relativo al metodo per il calcolo degli stranded costs che non si basa sul revenue lost approach, bensì individua i costi da recuperare e dà mandato al CPUC di definirne con precisione il loro ammontare che deve essere riconosciuto ai fini del recupero. La seconda caratteristica è relativa alle modalità di recupero di tali costi che viene definita congiuntamente con la fissazione del rate freeze, quasi che il Regolatore volesse soddisfare congiuntamente le richieste dei produttori e dei consumatori, realizzando una sorta di compromesso. Ai primi veniva riconosciuto il recupero dei costi resi irrecuperabili dalla transizione alla concorrenza, mentre ai secondi veniva consentito di partecipare, fin da subito ai vantaggi attesi dall’apertura del settore alla concorrenza.

### **2.3 Il recupero degli stranded cost per gli utenti e le imprese.**

---

<sup>3</sup> Il CPUC aveva comunque predisposto una misura alternativa per mitigare i costi che consisteva nella riduzione del costo del capitale delle attività stranded ottenuta applicando un saggio di rendimento inferiore.

Il meccanismo tariffario per il recupero degli stranded cost, previsto per le diverse classi di consumatori e per l'ammontare direttamente imputabile a ciascuna classe, consisteva nel determinare un contributo detto CTC (*Competition Transition Charge*) che veniva posto a carico di tutti gli utenti finali che mantenevano o cambiavano il loro fornitore, anche di coloro che sceglievano l'accesso diretto. Questi contributi dovevano essere definiti, come si è detto, in modo da non fare aumentare le tariffe al di sopra di quelle in vigore al giugno 1996, si applicavano all'elettricità consumata dagli utenti, per il periodo di transizione previsto, e non potevano essere aggirati.

Gli utenti trovavano in bolletta, indicate in modo disaggregato, le diverse componenti del prezzo finale dell'energia e i Competition Transition Charges. A questo risultato si giungeva determinando, innanzitutto, il costo totale dell'energia ottenuto moltiplicando la quantità consumata per la corrispondente aliquota. Il valore così ottenuto veniva ridotto del 10% (e successivamente di un ulteriore 10%) e attribuito alle diverse componenti, in base a dei valori percentuali previsti per l'utenza residenziale<sup>4</sup>. Il *costo della generazione* si otteneva, in via residuale, sottraendo all'aliquota totale la somma delle componenti relative alla trasmissione, alla distribuzione, alla dismissione degli impianti nucleari, all'introduzione dei programmi per migliorare l'uso dell'energia e all'emissione dei prestiti obbligazionari. Una volta determinato il costo della componente riferita alla generazione si poteva, infine, determinare il valore assegnato ai costi di transizione (CTC) come differenza tra il valore attribuito alla generazione e il costo di acquisto dell'energia

---

<sup>4</sup> Le diverse componenti sono:

- *Trasmission* - il costo per la trasmissione di energia ad alta tensione (pari al 3,592% dell'aliquota totale);
- *Distribution* - il costo per il trasporto dell'energia a media e bassa tensione e della sua trasformazione (pari al 29,061% dell'aliquota totale);
- *Public Purpose Programs* - componente destinata al finanziamento di programmi di ricerca e sviluppo dell'uso efficiente dell'energia e di pubblica utilità (pari al 3,449% dell'aliquota totale);
- *Nuclear Decommissioning* - componente destinata al finanziamento del processo di dismissione degli impianti nucleari (pari al 0,448% dell'aliquota totale);
- *Trust Transfer Amount (TTA)* - componente destinata a ripagare le obbligazioni autorizzate dall'autorità per rifinanziare, a condizioni migliori, gli investimenti effettuati in passato. E' proprio grazie alle migliori condizioni di rifinanziamento che è stato possibile applicare il 10% di riduzione delle tariffe all'utenza. Anche questa componente era in precedenza pagata dagli utenti perché già inclusa nell'aliquota.
- *Electric Energy Charge* - il costo medio unitario per l'acquisto di energia dal PX nel periodo in cui viene fatturata l'energia
- *Competition Transition Charge (CTC)* - componente destinata al recupero degli "stranded costs", autorizzata dal CPUC e già pagata in precedenza dagli utenti perché inclusa nell'aliquota

presso il PX (*Power Exchange*), ovvero il mercato all'ingrosso "ufficiale" del nuovo sistema elettrico.

Dal punto di vista della contabilità aziendale, le imprese dovevano tenere due conti per la rilevazione delle entrate e delle uscite connesse al rate freeze e al recupero degli stranded cost. Un primo conto (TRA - *Transition Revenue Account*) per la raccolta dei ricavi mensili, provenienti dalle bollette degli utenti, che venivano destinati a pagare le diverse componenti del costo dell'energia, viste in precedenza, e ad acquistare l'energia sul PX. Il saldo del conto rappresentava per l'impresa la somma mensile dei CTC ottenuta dagli utenti. La somma era poi trasferita in un secondo conto (TCBA - *Transition Cost Balancing Account*) che comprendeva anche le altre entrate dell'impresa destinate in modo specifico alla copertura dei costi stranded. Tra queste comparivano i ricavi della vendita degli impianti a combustibili fossili, le somme pagate dai consumatori per i prestiti stipulati a tassi ridotti e, infine, i ricavi della vendita di energia generata dagli impianti che le imprese non avevano venduto (idroelettrici, nucleari e i restanti a combustibili fossili) al netto dei costi sostenuti per produrla<sup>5</sup>.

E' evidente che, quando i prezzi all'ingrosso erano bassi, il recupero degli stranded costs veniva rallentato, mentre accelerava se i prezzi erano elevati. Questa non era tuttavia l'unica conseguenza dell'aumento dei prezzi all'ingrosso. Infatti, quando tali prezzi erano estremamente elevati, come è avvenuto a partire dal mese di maggio 2000, il recupero degli stranded costs è stato molto rapido perché era aumentata, nel TCBA, la componente dei ricavi della generazione mentre i ricavi ottenuti dalle bollette si erano invece rivelati del tutto inadeguati a coprire i costi per l'acquisto dell'energia all'ingrosso. Ciò aveva determinato un saldo passivo nel TRA che era stato usato come prova dell'instabilità finanziaria delle imprese.

#### **2.4 La presenza degli stranded cost nel processo di liberalizzazione.**

L'analisi dettagliata degli stranded cost e delle modalità di recupero poste in essere dal legislatore e dal Regolatore della California ci permettono ora di valutare il ruolo che essi hanno avuto nel determinare i fallimenti della regolazione e del nuovo mercato elettrico

---

<sup>5</sup> In base alla legge AB 1890, le IOUs dovevano vendere tutta l'energia prodotta dai loro impianti e, contemporaneamente, acquistare tutta quella necessaria a soddisfare le richieste dell'utenza presso il PX.

che la liberalizzazione voleva porre in essere. Possiamo, per comodità, analizzare gli effetti della presenza degli stranded costs distinguendo ciò che avvenuto nei primi due anni della transizione da quello che è avvenuto a partire dal mese di maggio 2000.

Fin dall'inizio del periodo di transizione è parso evidente che la presenza degli stranded costs aveva inciso, in particolare, sulla flessibilità dei prezzi e sulla scelta del fornitore. La riduzione del 10% dei prezzi finali, imposta dalla legge AB 1890, non modificava in modo significativo la posizione dei consumatori domestici e dei piccoli commercianti dal momento che il vantaggio che essi ne avrebbero tratto sarebbe stato modesto. Tuttavia questa decisione rendeva difficile l'ingresso di nuovi operatori che preferivano attendere la conclusione del periodo di transizione per entrare sul mercato. Infatti, per attrarre i consumatori costoro avrebbero dovuto proporre delle riduzioni dei prezzi finali tali da compensare anche il contributo per gli stranded cost (CTC) che i consumatori erano chiamati a pagare al fornitore che veniva lasciato. I numeri ce lo confermano. Al 31 dicembre 1998, solo 115.333 utenti, pari all'1,1% circa degli utenti appartenenti ad ogni categoria, ed equivalenti all'11,6% della potenza totale dello stato, aveva cambiato fornitore.

E' interessante anche notare che in questo primo periodo, benché il regolatore e il legislatore avessero deciso di consentire il recupero degli stranded cost e previsto che fossero i consumatori finali a sostenerne il carico, le scelte degli operatori rivelavano una preferenza diversa. Le decisioni adottate dalle utilities, il modo particolare della SDG&E di cedere gli impianti ben oltre il limite, fissato dal regolatore locale per impedire l'abuso del potere di mercato, possono infatti essere interpretate come la scelta di queste imprese di recuperare gli "stranded cost" sul mercato piuttosto che attraverso un meccanismo regolatorio che si presentava complesso, dilazionato nel tempo e che, imponendo oneri agli utenti finali, limitava la flessibilità dei prezzi. La scelta aveva dato ragione a questa società. La vendita degli impianti, avvenuta al prezzo di mercato, aveva infatti generato dei ricavi complessivi superiori ai costi netti storici registrati in bilancio (CPUC 1999)<sup>6</sup>. La SDG&E aveva poi cercato di valorizzare strategicamente questo risultato decidendo di

---

<sup>6</sup> Per 10 dei 12 impianti posti in vendita, i ricavi sono stati 2,65 volte il valore netto di bilancio.

applicare nel luglio 1999 l'ulteriore riduzione del 10% sulle bollette dei residenti e dei piccoli commercianti, prevista per legge dal 1 marzo 2002, e aveva così potuto ottenere dal regolatore statale l'autorizzazione ad applicare i prezzi di mercato ai propri clienti prima delle altre grandi imprese.

A partire dal mese di maggio del 2000, a poco più di due anni dalla ristrutturazione del settore elettrico, l'elevata volatilità e il massiccio aumento dei prezzi medi all'ingrosso - che sono triplicati - oltre alle numerose interruzioni nella fornitura di energia hanno determinato uno scenario del tutto nuovo. L'aumento dei prezzi all'ingrosso si è infatti tradotto, per gli utenti della SDG&E, in un raddoppio della bolletta elettrica. Per costoro il rate-freeze, legato dal regolatore al recupero degli stranded costs, era infatti terminato nel luglio 1999. Questa scelta, che era parsa un passo decisivo verso la liberalizzazione del mercato della vendita di energia per gli utenti finali, consentendo loro di partecipare direttamente alle riduzioni di prezzo attese, aveva in realtà lasciato tali utenti del tutto senza protezione nei confronti dei massicci aumenti dei prezzi all'ingrosso che venivano trasferiti completamente a loro carico.

Gli utenti delle altre IOUs erano invece protetti dagli aumenti perché il rate-freeze era ancora in funzione e li isolava dalle fluttuazioni dei prezzi dell'energia. Il rate-freeze è diventato così la vera tutela dei consumatori anche se era stato originariamente pensato per consentire alle imprese il recupero degli stranded costs. Le IOUs si sono trovate a pagare l'energia a prezzi superiori a quelli che potevano richiedere ai consumatori e questa differenza è diventata una nuova voce dei costi di transizione. L'aumento dei prezzi all'ingrosso viene di fatto considerato dal regolatore come una conseguenza dell'apertura alla concorrenza di un mercato che non è ancora competitivo. Il recupero di questi costi graverà comunque nel tempo sui consumatori finali e finirà per allungare il periodo di transizione. Anche se le associazioni dei consumatori sono molto combattive e si appellano alla legge per impedire che i costi emersi nel corso della transizione vengano posti in capo agli utenti, la CPUC ha approvato l'aumento delle tariffe finali, fino al 46%, a partire da giugno, delle due maggiori utilities che servono attualmente il 68% circa dell'utenza della California. Il blocco delle tariffe finali è stato reintrodotta anche per gli utenti della SDG&E, che per prima aveva abbandonato il rate-freeze, mediante un piano

di stabilizzazione per le piccole utenze che comporta un aumento del prezzo dell'energia e di fatto riallinea le bollette ai livelli precedenti la ristrutturazione.

L'inadeguatezza del modello regolatorio della California è certamente da ricondursi anche alla definizione congiunta di un meccanismo di recupero degli stranded cost con il rate-freeze che ha reso più rigida la domanda finale di energia, impedendo agli utenti di percepire gli aumenti di prezzo e di adottare comportamenti efficienti. Quello che era sembrato un vantaggio iniziale per le imprese e i consumatori ha finito per peggiorare la situazione del settore elettrico già resa drammatica dalle altre numerose carenze strutturali del nuovo modello elettrico e dagli eventi dell'estate 2000.

### **3. La normativa comunitaria e gli stranded cost.**

La direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" stabilisce i principi che disciplinano l'apertura del mercato europeo dell'elettricità alla concorrenza.

Obiettivo della direttiva è assicurare la libera circolazione dell'energia elettrica, rafforzando allo stesso tempo la sicurezza dell'approvvigionamento e la competitività delle industrie presenti sul mercato elettrico.

In generale, la direttiva stabilisce regole comuni con riguardo alla produzione, al trasporto e alla distribuzione dell'energia; essa definisce, inoltre, le modalità per l'organizzazione ed il funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, l'esercizio delle reti nonché i criteri e le procedure applicabili per quanto concerne autorizzazioni e bandi di gara in essa previsti.

La specificità dell'industria dell'energia elettrica comporta che il passaggio da una situazione di quasi totale assenza di concorrenza ad una situazione in cui una concorrenza aperta ed effettiva è garantita, avvenga a condizioni economiche accettabili per le imprese del settore.

Tali necessità sono state debitamente considerate nel testo della direttiva che, all'art.24, prevede un dispositivo transitorio secondo il quale "Gli Stati membri, in cui impegni o garanzie di gestione, accordati prima dell'entrata in vigore della presente direttiva, possono non poter essere adempiuti a causa delle disposizioni della presenta direttiva possono richiedere un regime transitorio, che può essere loro concesso dalla Commissione



tenuto conto, tra l'altro, delle dimensioni della rete interessata, del livello d'interconnessione della rete e della struttura della sua industria elettrica". Ovviamente, il regime transitorio ha un limite temporale ed è, in ogni caso, vincolato alla scadenza degli impegni o delle garanzie di cui si è detto. In altri termini, l'art.24 della direttiva valuta la possibilità dell'esistenza di impegni o garanzie di gestione, accordati prima dell'entrata in vigore della direttiva, che possono non essere adempiuti dalle imprese del settore elettrico a causa delle disposizioni della direttiva medesima; ricorrendo tali condizioni, gli Stati membri potranno notificare alla Commissione provvedimenti transitori ai sensi dell'art.24 della direttiva.

Spetterà, dunque, alla Commissione autorizzare misure transitorie temporanee di deroga all'applicazione della direttiva: in ogni caso le deroghe contemplate dall'art.24 sono applicabili soltanto ai capitoli IV, V, VI e VII della direttiva<sup>7</sup>. Ciò significa, da un lato, che la Commissione potrà autorizzare il regime transitorio ai sensi dell'art.24, con apposita decisione, solo dopo che abbia accertato che le misure notificate dagli Stati membri siano incompatibili con le disposizioni dei capitoli suddetti, tali da giustificare l'applicazione del regime derogatorio; dall'altro che, eventuali altre misure predisposte da uno Stato membro le quali non rientrino nel campo di applicazione dell'art. 24 della direttiva, nonostante siano volte a sostenere le imprese del settore dell'elettricità per permettere loro di adeguarsi in buone condizioni all'introduzione della concorrenza, saranno, in ogni caso, sottoposti alla verifica di compatibilità con le norme del Trattato (artt.86 e 87) in materia di aiuti di Stato.

L'analisi svolta nei paragrafi successivi evidenzierà come alcuni Stati membri abbiano cercato di predisporre sistemi di aiuti di Stato nel settore dell'elettricità estranei al campo di applicazione dell'art. 24 della direttiva 96/92/CE: in effetti il rimando 87, par 3, lettera c) del Trattato di Roma compare nelle decisioni indirizzate a Francia, Regno Unito, Austria, Danimarca, Spagna e Paesi Bassi.

Per questo motivo la Commissione ha ritenuto opportuno precisare, in una recente Comunicazione<sup>8</sup>, come intende applicare le norme del Trattato sugli aiuti di Stato

---

<sup>7</sup> In particolare, il capitolo IV riguarda "gestione delle rete di trasmissione", il cap. V "gestione della rete di distribuzione", il cap.VI "separazione e trasparenza della contabilità", il cap.VII "organizzazione dell'accesso alla rete".

<sup>8</sup> Comunicazione della Commissione relativa al "Metodo per l'analisi degli aiuti di Stato connessi a taluni costi non recuperabili" adottata il 27 luglio 2001.

relativamente alle misure eventualmente predisposte dagli Stati membri, dirette a compensare i costi di impegni o garanzie che rischiano di non poter essere adempiuti a seguito dell'applicazione della direttiva 96/92/CE. La Commissione ha sottolineato come il presente documento non riguardi le compensazioni che non siano qualificabili come aiuti di Stato ai sensi dell'art.87, paragrafo 1 del Trattato.

L'attuale disciplina è destinata a cambiare alla luce delle proposte definitive di modifica della direttiva 96/92/CE (COM(2002) 304). Un emendamento, poi accolto, del Parlamento Europeo ha infatti proposto l'abrogazione dei paragrafi 1 e 2 dell'art. 24 che si riferiscono ai costi recuperabili dato che tutti gli Stati membri hanno avuto la possibilità di presentare la richiesta per usufruire del regime transitorio e che il termine di cui al paragrafo 2 è scaduto. Si è deciso di mantenere il paragrafo 3 data la possibilità che si rendano ancora necessarie deroghe alla disciplina generale per le piccole reti isolate.

#### **4 La posizione della Commissione sugli stranded cost.**

La Commissione, nella Comunicazione sul metodo per l'analisi degli aiuti di Stato connessi a taluni costi non recuperabili, ha definito gli stranded costs come costi di impegni o garanzie assunti dalle imprese elettriche, che rischiano di non poter più essere adempiuti a causa dell'applicazione della direttiva 96/92/CE. Si tratta, in sostanza, di oneri sostenuti dalle società elettriche, ossia dai monopolisti, anteriormente alla liberalizzazione, che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore delle disposizioni della direttiva 96/92/CE ossia dell'apertura del mercato.

Questi costi concretamente possono assumere diverse forme, da contratti di somministrazione ad investimenti effettuati con garanzia di sbocchi, ad investimenti che vanno oltre la normale attività.

Nel documento vengono proposti i criteri di ammissibilità dei costi non recuperabili al fine del riconoscimento di aiuti da parte degli Stati membri. Per poter, infatti, costituire costi non recuperabili ammissibili, che la Commissione può dunque riconoscere, sono previsti dei criteri che tali impegni o garanzie debbono soddisfare al fine del riconoscimento di aiuti da parte degli Stati membri.

Innanzitutto si tratta di un criterio temporale secondo cui gli "impegni o garanzie di gestione" che possono dare luogo a costi non recuperabili devono essere anteriori al 19

febbraio 1997, data di entrata in vigore della direttiva 96/92/CE; tra gli altri criteri indicati dalla Commissione vi è anche quello secondo cui si deve poter stabilire un nesso di causalità tra l'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE e la difficoltà per le imprese di rispettare gli impegni o garanzie in questione, affinché questi ultimi possano costituire costi non recuperabili<sup>9</sup>.

Tuttavia, la Commissione ha mostrato di favorire quegli Stati che apriranno più rapidamente e oltre i limiti stabiliti dalle direttive europee il mercato elettrico, nel senso di riconoscere nuovi *stranded cost* oltre quelli considerati fino ad oggi ammissibili<sup>10</sup>

Infatti, secondo la Commissione, gli Stati membri che apriranno il mercato elettrico, più rapidamente rispetto ai tempi fissati dalle direttive comunitarie, avranno la possibilità di riconoscere come costi non recuperabili ammissibili «i costi che talune imprese potrebbero dover sostenere al di là delle prospettive temporali indicate dall'art.26 della direttiva 96/92/CE, purchè questi «derivino da impegni o garanzie che soddisfino i criteri enunciati» nella Comunicazione e purchè «siano limitati a un periodo che non vada al di là del 31 dicembre 2010 »<sup>11</sup>.

Fino ad oggi, tali oneri potevano essere recuperati dalle imprese trasferendoli a carico dei consumatori (ossia scaricandoli sulle bollette) ma dovevano esser stati sostenuti prima del 1997, anno di entrata in vigore della direttiva europea di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. Con la recente comunicazione adottata dalla Commissione, nella definizione di costi incagliati rientrano, dunque, anche costi non ancora sostenuti ma che potrebbero essere necessari per accelerare l'apertura del mercato.

Le linee direttrici tracciate dalla Commissione nella comunicazione vanno nel senso dell'astratta applicabilità delle norme del Trattato in materia di aiuti di Stato alla fattispecie dei costi non recuperabili ammissibili del settore dell'elettricità.

---

<sup>9</sup> Per una elencazione esaustiva dei criteri, si veda in particolare la Comunicazione cit..

<sup>10</sup> La Commissione giudicherà, dunque, ammissibili gli aiuti di Stato per i paesi che accelerano l'apertura del mercato elettrico.

<sup>11</sup> L'art.26 della direttiva prevede che la Commissione riesamini l'applicazione della presente direttiva e presenti una relazione sull'esperienza acquisita per quanto riguarda il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica e l'applicazione delle norme generali di cui all'art.3, per consentire al Parlamento europeo e al Consiglio, alla luce dell'esperienza acquisita, di esaminare, a tempo debito, la possibilità di un'ulteriore apertura del mercato, che dovrebbe essere effettiva nove anni dopo l'entrata in vigore della direttiva, tenendo conto della coesistenza dei sistemi di cui agli articoli 17 e 18.

In linea teorica, il Trattato all'art. 87, paragrafo 1, enuncia un principio di carattere generale consistente nel divieto di aiuti di Stato. Tale divieto generale trova, tuttavia, un temperamento nella possibilità, prevista ai paragrafi 2 e 3 del medesimo articolo, di derogarvi sulla base di alcune requisiti previsti dalla normativa. D'altro canto, le misure di aiuti che non possono essere autorizzate in base all'art.87 del Trattato, potranno eventualmente essere esaminati alla luce dell'art.86, paragrafo 2 <sup>12</sup>.

Con riferimento agli aiuti di Stato corrispondenti ai costi non recuperabili ammissibili del settore dell'elettricità, la Commissione, nella comunicazione, fa salve, pertanto, le regole in materia di aiuti di Stato. Tuttavia la Commissione chiarisce come tali aiuti, ai sensi della citata comunicazione, «siano intesi ad agevolare il passaggio delle imprese del settore dell'energia elettrica ad un mercato concorrenziale dell'elettricità. La Commissione può assumere quindi una posizione favorevole nei confronti di tali aiuti, purchè la distorsione della concorrenza sia controbilanciata dal contributo che essi danno alla realizzazione di un obiettivo comunitario che non potrebbe essere raggiunto dalle sole forze di mercato ». La Commissione ha anche chiarito come la distorsione della concorrenza che risulti da aiuti versati per agevolare tale transizione, possa non contrastare con l'interesse comune quando sia limitata nel tempo e negli effetti prodotti. Da un lato, la Commissione manifesta la necessità di un sostegno finanziario per le imprese del settore gravate da costi relativi ad investimenti di lungo periodo, ritenendo che "gli aiuti versati per i costi incagliati permettono alle imprese del settore dell'elettricità di ridurre i rischi legati ai loro impegni o investimenti storici e possano così spingere tali imprese a mantenere i loro investimenti a lungo termine". D'altra parte, la preoccupazione che tale situazione non si riversi completamente sui consumatori, è allo stesso modo espressa dalla medesima quando afferma che "in assenza di una compensazione dei costi incagliati, si aggraverebbe il rischio che le imprese interessate facciano sostenere ai loro clienti vincolati la totalità dei costi dei loro impegni o garanzie antieconomici".

---

<sup>12</sup> Gli aiuti che non possono essere autorizzati alla luce dell'articolo 87 del Trattato potranno eventualmente essere esaminati dell'articolo 86, paragrafo 2 in base al quale "le imprese incaricate della gestione di servizi di interesse economico generale o aventi carattere di monopolio fiscale sono soggette alle norme del trattato, e in particolare alle regole di concorrenza, nei limiti in cui l'applicazione di tali norme non osti all'adempimento, in linea di diritto e di fatto, della specifica missione loro affidata. In ogni caso, lo sviluppo degli scambi non deve essere compromesso in misura contraria agli interessi della Comunità".

La Commissione ha giustificato inoltre gli aiuti destinati a compensare i costi non recuperabili sostenendo che “la liberalizzazione del mercato dell’elettricità non è stata accompagnata né da un’accelerazione tecnologica né da un’espansione della domanda, mentre imperativi di tutela dell’ambiente, sicurezza degli approvvigionamenti e buon andamento dell’economia della Comunità inducono a non attendere che le imprese del settore siano in difficoltà per prospettare possibili interventi dello Stato a loro sostegno”.

In conclusione, la Commissione ritiene che gli aiuti diretti a compensare i costi non recuperabili possano beneficiare in linea teorica della deroga di cui all’art.87, paragrafo 3, lettera c), rispondendo ai criteri dalla stessa previsti, poiché “agevolano lo sviluppo di talune attività economiche senza alterare le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse”.

Riguardo alle modalità di finanziamento degli aiuti destinati a compensare i costi non recuperabili, la Commissione chiarisce che gli Stati membri avranno piena facoltà di scegliere tali modalità, anche se la Commissione verificherà che il meccanismo scelto non produca effetti contrari all’interesse comunitario.

In particolare, per l’Italia che non ha ritenuto di avvalersi del regime transitorio di cui all’art.24 della direttiva 96/92, è adesso applicabile la procedura di notifica obbligatoria relativa agli aiuti di Stato<sup>13</sup>.

## **5 La situazione nei singoli Stati Membri**

### **5.1 Spagna**

In Spagna la Ley 54/97 ha affrontato il problema dell’identificazione e delle modalità di recupero degli Stranded Costs (definiti spesso come Costi di transizione ad un regime concorrenziale, o CTC). Essi sono riconducibili in gran parte agli investimenti effettuati negli anni ‘70 per la realizzazione di centrali nucleari che limitassero l’impatto delle crisi petrolifere sull’economia spagnola. A causa del calo della domanda di energia e del timore

---

<sup>13</sup> Con la procedura di notifica, la Commissione sarà dunque tenuta ad accertare che gli interventi finanziari in favore dell’Enel siano strettamente correlati ai costi della liberalizzazione e non rappresentino, invece, aiuti di Stato dissimulati.

attentati terroristici il programma fu interrotto nel 1985. Ai fini della quantificazione degli oneri di sistema il ricorso ai metodi contabili risultava insufficiente per una valutazione complessiva degli oneri diretti ed indiretti. Infatti non erano facilmente identificabili gli incentivi all'investimento forniti con il regime regolatorio in vigore prima del 1998 (MLE, o Stable Legal Framework) fondato sul concetto di "costi standard". Non era quindi possibile stabilire l'ammontare degli investimenti effettuato in ottemperanza ad obblighi di servizio pubblico e la quota parte indotta dai meccanismi di incentivo adottati (e quindi sia stata già opportunamente remunerata).

Si è deciso per un approccio che consiste nel calcolare un ammontare globale di costi incagliati facendo riferimento all'intera industria elettrica: questo valore era dato dalla differenza fra il Net Present Value dei ricavi attesi in base al vecchio regime regolatorio diminuito di una percentuale forfettaria pari al 30% (costituisce l' "efficiency coefficient") e il NPV dei ricavi attesi valutati ai prezzi previsti di mercato. Quest'ultima grandezza è stata calcolata ipotizzando che l'attività di generazione venisse svolta solamente dagli impianti dotati della migliore tecnologia produttiva disponibile. In questo modo si è pervenuti alla determinazione del prezzo di mercato includendo i costi evitabili e la quota di ammortamento dei suddetti impianti.

Il valore ottenuto rappresentava l'ammontare massimo di stranded cost che poteva essere recuperato durante il periodo di transizione massimo di 10 anni: era un valore di riferimento nel senso che le Autorità di regolazione non risultavano affatto vincolate al raggiungimento della soglia fissata. L'esecutivo spagnolo non era legalmente obbligato a procedere al rimborso. Il meccanismo attualmente in vigore determinato annualmente la quota rimborsabile, eventualmente ritoccata sulla base delle mutate condizioni di mercato: se smettesse di farlo, nessuno potrebbe avanzare alcun diritto.

Su base mensile poi la Commissione Nazionale per l'Energia (CNE) liquida la quota di CTC rimborsabile, ottenuta come differenza tra i ricavi conseguiti dalle imprese attraverso le tariffe approntate dal Regolatore (di fatto i prezzi di vendita non possono superare la soglia di 6 Ptas/kWh, poiché l'eventuale maggiore somma verrebbe detratta dai rimborsi riconosciuti) e costi di generazione, intendendo per quest'ultimi i costi sostenuti dai distributori per l'acquisto di energia sul mercato libero.

Al valore così ottenuto vengono sottratti le sovvenzioni spettanti agli impianti che utilizzano carbone domestici e i finanziamenti destinati alle imprese di generazione in difficoltà. Il rimanente viene suddiviso fra gli impianti aventi diritto, sulla base di un criterio di proporzionalità fissa approvato dal Governo con il consenso delle imprese interessate.

I profitti dell'impresa di generazione  $i$ -esima sono quindi pari a :

$$\pi_i = p \cdot S_i - C_i(S_i) + r_i \cdot [T - p \cdot D]$$

dove  $p$  è il prezzo marginale,  $C_i(S_i)$  sono i costi sostenuti per ogni dato livello di output,  $T$  è il totale dei CTC,  $r_i$  è lo stranded cost ratio e  $D$  la domanda globale.

Il meccanismo spagnolo risulta trasparente: nei decreti che stabiliscono l'importo di stranded costs recuperabile durante l'anno successivo viene evidenziato il peso relativo di questa componente nella determinazione della tariffa. Permette inoltre di fronteggiare in parte il rischio legato alla volatilità dei prezzi sul mercato spot dell'energia, senza sviluppare strumenti quali i contratti derivati la cui implementazione nel breve periodo può diventare difficoltosa: i CTC infatti diminuiscono al diminuire del divario fra tariffe regolate e prezzi di mercato, e viceversa. Altra qualità è la flessibilità: infatti, il meccanismo consente di modulare l'ammontare recuperabile annualmente sulla base dei rischi finanziari affrontati dalle compagnie, oppure cercare un riavvicinamento delle strutture tariffarie in essere a quelle teoriche ideali (tariffe di Ramsey). Rimane aperta anche la possibilità di creare incentivi per la riduzione del potere di mercato dell'incumbent durante il periodo di transizione, legando l'ammontare rimborsabile alla disponibilità ad alienare una parte dei suoi impianti (con conseguente diminuzione della quota di mercato).

D'altro canto un meccanismo del genere favorisce il ricorso a comportamenti strategici sul mercato della generazione: un'impresa con una quota di CTC superiore alla sua quota di mercato ha un incentivo razionale ad abbassare il più possibile il prezzo di mercato, interferendo coi processi di formazione dei prezzi. E' attribuito al regolatore inoltre un forte grado di libertà nella determinazione delle tariffe, aumentando il peso dell'incertezza nell'assunzione di decisioni ottimali da parte dei generatori.

## 5.2 Germania

Le autorità tedesche hanno ottenuto nel 1999 (COM(1999) 1551/4) l'applicazione del regime transitorio a tutela della produzione di energia elettrica da lignite. Ai tempi della riunificazione la società VEAG<sup>14</sup>, leader nella produzione di energia elettrica nei nuovi Länder, si era impegnata a mantenere la generazione di energia elettrica basata sulla lignite (fornendo un bacino di vendita alle miniere dell'ex-DDR) utilizzandone i proventi per ammodernare il parco centrali. La preoccupazione del Governo tedesco, condivisa dai commissari, era che l'applicazione della direttiva 96/92/CE potesse impedire a VEAG di portare a termine il proprio programma di investimenti, con forti ricadute in ambito occupazionale. Il termine previsto per il regime transitorio è il 31 dicembre 2003. Nell'applicazione di questo regime è prevista la possibilità di limitare le condizioni l'accesso alla rete da parte dei clienti idonei quale misura compensativa per il recupero degli oneri di sistema.

Questa costituisce tuttavia un'eccezione al principio secondo il quale il processo di liberalizzazione non deve conoscere fasi di transizione, e dunque non deve prevedere alcun meccanismo di recupero progressivo, dilazionato nel tempo, degli stranded costs. In effetti la Germania, all'indomani del recepimento della direttiva mostrava già un grado di apertura formale del mercato pari al 100%, cioè tutti i clienti finali e i distributori risultavano clienti idonei: se la nuova proposta di direttiva in discussione non interverrà in questo senso, nel 2003 il valore medio europeo di apertura del mercato si attesterà invece intorno al 33%.

## 5.3 Olanda

Le misure notificate alla Commissione Europea dal Governo olandese per il recupero degli *stranded cost* hanno riguardato rispettivamente:

- il recupero delle perdite a fronte di alcuni progetti di riscaldamento urbano, intrapresi quando il prezzo del combustibile era garantito ed il Governo intendeva promuovere il riscaldamento urbano per motivi ambientali;

---

<sup>14</sup> VEAG è posseduta per il 75% da tre importanti società elettriche tedesche, RWE Energie AG (26,25%), PreussenElektra AG (26,25%) e Bayernwerke AG (22,5%). Il restante 25% è detenuto da altri quattro gestori tedeschi di reti di trasmissione attraverso la holding EBH GmbH.



- il recupero dei costi supplementari relativi alla costruzione e gestione di Demkolec, impianto sperimentale di gasificazione del carbone di Buggenum;
- la facoltà di imporre in via legislativa il rispetto di un accordo, siglato tra i produttori ed i distributori di energia elettrica, in base al quale i secondi si impegnavano ad acquistare l'intera produzione dei primi fino a tutto il 2000;
- il recupero di eventuali perdite derivante da impegni internazionali (obblighi di investimento in un determinata area, obblighi di acquisto da un determinato fornitore, ecc). Tra gli altri vi si trovavano contratti pluriennali di acquisto tra SEP<sup>15</sup> e Edf, aventi per oggetto il trasferimento di circa 400MW ogni anno: questi accordi vennero presi quando in Olanda l'offerta locale era insufficiente a coprire la domanda. Grazie agli investimenti compiuti nel frattempo, ci si è trovata in una situazione paradossale per cui si acquistava energia dall'estero pur avendo capacità produttiva in eccesso.

L'ammontare complessivo degli oneri di sistema rilevati dal Governo olandese risultavano pari a 650 milioni di euro. Il meccanismo di recupero prevedeva una sovrattassa sulla tariffa di trasporto dell'energia elettrica, riscossa dal TSO e versata in un fondo gestito a livello ministeriale.

La Commissione (COM(1999) 2552/6) ha stabilito che le prime due misure transitorie notificate non soddisfacevano il requisito secondo il quale devono derogare alle disposizioni dei capitoli IV, V, o VII della direttiva 96/92/CE, e dunque non possono costituire un regime transitorio ai sensi dell'art.24. La notifica degli impegni internazionali è invece pervenuta in ritardo rispetto al termine tassativo di presentazione delle richieste, mentre ha considerato insufficienti le informazioni fornite dai Paesi Bassi sul Protocollo produttori-distributori ai fini della formulazione di un giudizio.

Successivamente, nel luglio 2001, la Commissione ha considerato le richieste avanzate conformi alla normative sugli aiuti di Stato.

---

<sup>15</sup> SEP era la società attraverso la quale le quattro maggiori società di generazione olandesi (EPON, EPZ, EZH, UNA) corrdinavano la propria attività. Fino al 1° Gennaio 1999 essa ha gestito tutte le importazioni di energia elettrica.

## **5.4 Danimarca**

La Commissione Europea si pronuncia per la non applicabilità dell'art.24 alle richieste presentate dalla Danimarca. Esse riguardavano rispettivamente:

- i contratti "take or pay", secondo i quali era l'acquirente pagava una quantità fissa indipendentemente dal fatto che fosse o meno possibile la rivendita ad un prezzo almeno sufficiente a coprire i costi. I costi da recuperare riguardano la parte non coperta dalla "garanzia CHP", che assicura che l'energia termoelettrica possa essere venduta ad un prezzo pari ai costi di produzione;
- la chiusura con conseguente smantellamento di circa 30 centrali, per effetto della aumentata competitività del mercato della generazione;
- gli obblighi pensionistici a carico delle aziende municipalizzate di generazione.

Il recupero sarebbe dovuto avvenire con il ricorso ad una sovrattassa sul consumo di energia elettrica che non fu applicata per effetto delle decisioni della Commissione Europea.

## **5.5 Austria**

L'Austria a suo tempo non riuscì ad ottenere un regime transitorio né per i contratti di approvvigionamento a lungo termine di lignite locale sottoscritti prima della Direttiva, né per i maggiori costi dovuti alle garanzie di gestione fornite agli impianti di generazione di energia elettrica in base alla procedure di autorizzazione vigenti prima della liberalizzazione. La Commissione ha ritenuto che le misure notificate non costituissero una deroga ai capitoli IV, VI o VII della direttiva e che dunque un regime transitorio ex art. 24 non potesse essere approvato.

Nel 2001 la Commissione concluse che se le suddette misure presentavano caratteristiche tipiche degli aiuti di Stato secondo la definizione fornita dall'art.87 del Trattato, ed erano compatibili con le norme sul mercato comune. Dei 2,5 miliardi di Euro notificati ne sono stati però riconosciuti solo 600 milioni. Il regime transitorio rimarrà in vigore fino al 2009, e i costi saranno recuperati attraverso una tassa sui consumi dei clienti liberi (per i clienti vincolati si aggiunge una quota nel computo della tariffa regolamentata) che, raccolta dal TSO, confluirà in un fondo gestito dall'Esecutivo. Il ministero competente provvederà poi a ridistribuire le risorse alle utilities.

## 5.6 Francia

La Commissione Europea diede responso negativo anche per le istanze francesi (COM(1999)1551/2).

In quella sede, il Governo francese notificò la richiesta di misure transitorie relative a:

- contratti per l'acquisto di energia elettrica prodotta da produttori indipendenti "di punta". EDF, l'incumbent, era infatti obbligato ad acquistare l'energia elettrica prodotta durante il periodo tariffario di punta dalle centrali elettriche indipendenti con capacità fino a 8 MVA;
- impegni legati al reattore autofertilizzante Superphénix. Nel 1998 è stato deciso lo smantellamento di tale reattore ed EDF, la società Francese statale che si è assunta le spese di disattivazione, avrebbe dovuto affrontare una spesa di circa 12,7 miliardi di franchi francesi (valore 1997);
- impegni legati al finanziamento del regime pensionistico speciale per i dipendenti delle industrie dell'energia elettrica e del gas.

Il costi di EdF sarebbero stati finanziati da un fondo costituito da un contributo pagabile da tutti gli utenti: fornitori, autoproduttori e utenti finali che importavano o acquistavano energia all'interno della comunità. Il contributo si sarebbe basato sul numero di kWh forniti, acquistati o prodotti e sarebbe stato ripartito proporzionalmente tra i fornitori dei clienti idonei e i fornitori dei clienti vincolati.

Le suddette misure, notificate dall'Esecutivo francese, erano però da assoggettare all'esame del Parlamento francese, il quale espresse parere contrario al riconoscimento degli oneri di sistema rendendo di fatto inutile il pronunciamento della Commissione sulla notifica del Governo francese.

## 5.7 Lussemburgo e Belgio

Il Governo lussemburghese locale chiese alla Commissione l'applicazione del regime transitorio all'accordo di approvvigionamento in essere tra CEGEDEL, società a partecipazione statale leader nella fornitura di energia elettrica, e RWE AG. Questo

contratto conteneva una clausola di fornitura esclusiva a favore di RWE. Il timore era che, a causa dell'apertura del mercato, CEDEGEL perdesse clienti e RWE potesse ritoccare verso l'alto le tariffe di fornitura, compromettendo la posizione sul mercato dell'incumbent. La Commissione (COM(1999) 1551/3) ha ritenuto che non sussistesse un effettivo legame di causalità tra l'entrata in vigore della direttiva e l'incapacità oggettiva di rispettare l'impegno: il contratto non conteneva infatti clausole del tipo "take or pay" ed era sufficientemente flessibile da permettere a CEDEGEL di adeguare le proprie quantità di acquisto alle quantità veramente vendute ai clienti. L'altra richiesta riguardava una deroga ai sensi del par 3 dell'art 24: in quanto dotato di una piccola rete isolata, veniva chiesta la possibilità di non accludere conto economico e stato patrimoniale di CEDEGEL distinti per attività ai conti pubblicati annualmente, evitando la spiacevole situazione di far conoscere ai concorrenti i costi medi di approvvigionamento. La Commissione concesse una deroga temporanea fino al 31 Dicembre 2001.

La Autorità belghe hanno notificato misure di compensazione relative a:

- costi previsti di smantellamento, da parte di SPE, di un sito nucleare sperimentale (EUR 380 milioni);
- incentivi per la fornitura di energia da fonti rinnovabili (EUR 130 milioni);
- impegni legati al finanziamento del regime pensionistico speciali per i dipendenti delle industrie dell'energia elettrica e del gas (EUR 780 milioni).

La Commissione, con un decisione presa nell'aprile 2002, non ha obiettato in merito alle prime due misure mentre ha avviato indagini più approfondite in merito alla terza, ritenendo che il metodo seguito nella capitalizzazione degli oneri previdenziale fosse in conflitto con i principi stabiliti dalla Commissione stessa in merito all'identificazione e al calcolo degli Stranded costs.

Il sistema di recupero prevedeva l'imposizione di un aggravio sulla tariffa di trasmissione, aggravio che sarebbe confluito in un fondo gestito dal TSO. A differenza di altri Paesi, non è previsto l'intervento del Ministro competente nella distribuzione delle risorse: non esiste un "filtro" tra utilities e TSO.

## **5.8 Regno Unito**

Il Regno Unito (COM(1999) 1551/1) ha chiesto un regime transitorio per il solo territorio dell'Irlanda del Nord. Qui la società NIE (North Ireland Electricity) è responsabile della fornitura e dell'approvvigionamento di energia ed è obbligata ad acquistare tutta l'energia dalle quattro principali centrali elettriche indipendenti. Una parte del prezzo (regolamentato) pagato da NIE è destinato a coprire i costi fissi di generazione: se per effetto dell'apertura del mercato NIE dovesse perdere clienti, si troverebbe necessariamente a ripartire tali costi fissi su una base più stretta di utenti, principalmente non idonei. I clienti più piccoli finirebbero per pagare un prezzo decisamente elevato. I maggiori costi derivanti dalla transizione al mercato sarebbero stati coperti da una sovrattassa finale sul consumo di energia elettrica gravante su tutti i consumatori.

Ancora una volta la Commissione ha ritenuto la notifica non derogasse in alcun modo ai capitoli IV, VI o VII della direttiva e che quindi non vi fossero i presupposti per concedere l'applicazione del regime transitorio. Nel Febbraio 2002 la Commissione ha stabilito che le misure notificate non rappresentano un aiuto di Stato ai sensi del Trattato.

## **6. La normativa italiana**

In Italia, i principi della direttiva europea n.96/92/CE, sono stati recepiti con il decreto legislativo n.79 del 1999. Successivamente, il processo di liberalizzazione del mercato, veniva completato attraverso il piano di dismissioni di circa 15.000 MW di capacità produttiva di Enel Spa (con la vendita sul mercato di tre società costituite ad hoc, Elettrogen, Eurogen e Interpower) perfezionatosi nel febbraio 2003.

Con riferimento ai costi non recuperabili di sistema, il decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, all'art. 3, comma 11, prevede che, "con uno o più decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità, siano individuati gli oneri generali afferenti al sistema".

Con decreto 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato nominato "*Individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico*", si è provveduto

all'individuazione dei costi non recuperabili afferenti al sistema elettrico ammessi al reintegro.

In particolare, il decreto citato individua all'art.2, commi 1, gli oneri generali afferenti al sistema elettrico tra cui:

- La reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica in attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (art.2, comma 1, lettera a);
- La compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva 96/92/CE dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici (art.2, comma1, lettera b)).

Con riferimento all'art.2, comma 1, lettera a), il decreto 26 gennaio 2000, all'art.3, comma 1 e 2, include tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico unicamente:

- La reintegrazione, per un periodo di sette anni a partire dall'1 gennaio 2000, dei costi derivanti da obblighi contrattuali e investimenti, associati ad impianti di produzione di energia elettrica e che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE, a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque siano stati imposti all'impresa da atti legislativi o di programmazione nazionale;
- La reintegrazione, per un periodo di dieci anni a partire dall'1 gennaio 2000, dei maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'Enel Spa dalla Nigeria, in base ad impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 e che possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE.

Il decreto 26 gennaio 2000 è stato successivamente modificato e integrato con decreto 17 aprile 2001 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. In particolare, le modifiche riguardano gli impianti ammessi al meccanismo di quantificazione degli oneri e quindi ammessi agli *stranded costs*, oltre che la determinazione dei costi non recuperabili in caso di cessione degli impianti. Infatti, l'art.3 del decreto 17 aprile 2001, modificando l'art.5

del decreto 26 gennaio 2000, prevede che dalla procedura di quantificazione dei costi non recuperabili siano *“esclusi gli impianti di cui all’art.3, commi 2 e 3”* del decreto del 26 gennaio 2000.

Dunque, l’art.5, comma 1 del decreto 26 gennaio 2000, così come modificato, prevede che *“la quantificazione dei costi di cui all’art.3, comma1, lettera a), viene effettuata annualmente a consuntivo, per ciascun impianto di generazione delle imprese produttrici-distributrici, esclusi gli impianti di cui all’articolo 3, commi 2 e 3, ed ove sussistano le condizioni di ammissibilità specificate all’art.4, con la seguente formula:.....”*.

Gli impianti di cui all’art.3, commi 2 e 3 sono gli impianti alla cui produzione siano o siano stati riconosciuti contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n.15/89, n.34/90 e n.6/92 e successive modificazioni e integrazioni e gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dai quali è recuperata la maggiore valorizzazione.

Oltre alla individuazione di tali oneri, anche la loro quantificazione, dunque, è regolata dai decreti ministeriali che a tal fine prevedono che l’Autorità per l’energia elettrica e il gas determini i ricavi necessari a ciascun impianto per coprire i propri costi fissi, il costo unitario variabile riconosciuto per ciascun impianto e la sua producibilità convenzionale, nonché il prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica ceduta sul mercato nazionale (libero e vincolato)<sup>16</sup>.

Nell’ipotesi di cessione di impianti, i decreti ministeriali prevedono la trasferibilità dei costi non recuperabili e, in ogni caso, che l’ammontare complessivo dei costi non recuperabili riconosciuti non sia superiore a quanto sarebbe stato in assenza di cessione di impianti.

Nel caso di cessione di impianti, come è accaduto per il processo di dismissione dellee Genco di Enel Spa i cui impianti sono gravati da stranded costs, ai fini della determinazione del loro valore, si dovrà procedere con la determinazione dell’ammontare dei ricavi riconosciuti per ogni impianto della società oggetto di cessione.

---

<sup>16</sup> Il mercato libero è costituito da utenti, “clienti idonei”, che, con consumi al di sopra di una determinata soglia prefissata, siano liberi di stipulare contratti di fornitura di energia elettrica con qualsiasi produttore, distributore o grossista, italiano o straniero, e di negoziare quindi condizioni di acquisto e prezzo. Il secondo è costituito da tutti gli utenti domestici o da altri utenti al di sotto di una determinata soglia prefissata, i quali, proprio in virtù del loro basso consumo, si ritiene non abbiano la forza contrattuale per stipulare contratti di fornitura di energia elettrica a condizioni vantaggiose. A essi, la fornitura è garantita dall’Acquirente Unico che è una Spa a partecipazione pubblica incaricata di acquistare energia elettrica dai produttori e di venderla, tramite i distributori, ai clienti vincolati ad una tariffa unica nazionale.

L'Autorità è intervenuta con tre provvedimenti separati in occasione della vendita Elettrogen, Eurogen ed Interpower rispettivamente con le delibere 115/01, 244/01 e 119/02 per la determinazione dell'ammontare dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi di ciascun impianto di generazione della società.

L'art.5, comma 1 del decreto 26 gennaio 2000 prevedeva che la quantificazione dei costi fosse effettuata per ciascun impianto di generazione delle imprese produttrici distributrici con la seguente formula:

$$\text{CNR} = \text{RR} - V_j E_j$$

dove CNR rappresenta l'ammontare dei costi che non può essere recuperato e dunque gli stranded costs, RR rappresenta il livello dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi dell'impianto,  $V_j$  rappresenta la quota della valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto destinabile alla copertura dei costi fissi di produzione, mentre  $E_j$  rappresenta il livello di produzione di energia elettrica di riferimento per l'impianto come definito in un successivo comma del decreto. In altri termini, RR altro non rappresenta che i costi fissi complessivi riconosciuti per tutti gli impianti di generazione di un'impresa produttrice-distributrice, mentre il prodotto  $V_j E_j$  corrisponde, in termini semplificati, al prodotto tra il prezzo medio e quantità media dell'energia prodotta dall'insieme degli impianti considerati (si può dire che  $\text{CNR} = \text{RR} - \bar{p}\bar{q}$ ).

La differenza tra tali costi fissi e i ricavi ottenuti dunque dal mercato costituisce la parte di costi che non può essere recuperata e che sono, appunto, gli *stranded costs*.

## **6.1 Criticità ed eliminazione degli stranded cost attraverso la legge 83/2003**



Nel nostro paese sulla base dei principi previsti dal Decreto Bersani, gli stranded costs sono stati inizialmente riconosciuti in un valore di circa 7,8 miliardi di Euro<sup>17</sup>.

Come abbiamo visto nel paragrafo precedente Italiano il meccanismo degli *stranded cost* (CRN) è determinato con riferimento alla seguente formulazione:

$$CRN = RR + E_j * V_j$$

dove rispettivamente: CRN è l'ammontare del costo non recuperabile; RR rappresenta il livello dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi dell'impianto, come determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG);  $E_j$  rappresenta il livello di produzione di energia elettrica di riferimento per l'impianto;  $V_j$  rappresenta la quota della valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto destinabile alla copertura dei costi fissi di produzione determinata come segue:

$$V = P - CUV$$

ovvero la valorizzazione dell'energia è data dalla differenza tra "la quota della valorizzazione dell'energia elettrica, per ciascun bimestre, come differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso per l'impresa produttrice-distributrice (cioè  $P$ ) ed i costi unitari variabili riconosciuti per l'impianto  $CUV$ , come determinati dall'AEG". Il decreto legislativo indica inoltre che "...la valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso per l'impresa produttrice-distributrice è ottenuta, in ciascun bimestre, come valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre rilevanti ai fini della formazione dei prezzi, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica ceduta dalla medesima impresa nei suddetti periodi". Il calcolo viene effettuato sulla base dei prezzi registrati nel bimestre precedente.

Poichè la componente  $RR$  è determinata dall'Autorità a copertura dei costi fissi di impianto (ammortamenti, rendimento sul capitale investito etc), definendo tali costi con  $CF$  (costi fissi) e possibile verificare che il meccanismo di garanzia del recupero dei costi:

$$CNR = RR - E(P - CUV)$$

---

<sup>17</sup> Dati emersi nelle Audizioni presso la X Commissione Attività Produttive della Camera del 28 febbraio 2003.

nella quale sostituendo al posto di  $P$  la media dei prezzi di borsa ovvero  $SMP$  (in attesa della Borsa ci si sarebbe riferiti ai parametri delle delibere 205/99 e 238/00) ed al posto di  $RR$  i costi fissi di produzione è evidente che i costi non recuperabili medi sono dati dalla seguente:

$$\frac{CNR}{E} = \left( \frac{CF}{E} + CUV \right) - SMP$$

ovvero sono dati dalla differenza tra i costi totali medi ed i prezzi medi riscontrati nella borsa elettrica. Ma poiché i costi totali medi ( $CTM$ ) sono dati esogenamente è come se il soggetto a cui sono riconosciuti gli *stranded cost* operasse con un flusso di ricavi garantito a copertura dei costi medi di produzione.

Con questo meccanismo il titolare dei costi *stranded* ha la possibilità di adottare una politica di *predatory pricing* ovvero di creare delle barriere all'entrata offrendo l'energia sul mercato ad un prezzo inferiore ai costi di produzione riconosciuti ed a un livello tale che potrebbe condizionare l'ingresso di nuovi operatori. Questo vantaggio competitivo potrebbe pregiudicare la competitività dei nuovi operatori o che devono investire nel *repowering* delle centrali acquistate.

Nella fase di avvio del nuovo mercato elettrico italiano era quindi necessario eliminare un meccanismo di recupero degli oneri di sistema che potesse in qualche modo distorcere il meccanismo di formazione dei prezzi.

Il Governo è intervenuto con il del Decreto Legge 18 febbraio 2003, n. 25, poi convertito nella legge n.83/2003 per sanare le criticità che potevano sorgere in seguito all'avvio del mercato elettrico in presenza del meccanismo di recupero degli *stranded cost*. L'architettura del provvedimento si basa su una compensazione per la decurtazione del periodo di riconoscimento degli oneri di sistema attraverso la non contanzilizzazione della rendita idrica a decorrere dal primo gennaio 2002. Con il D.M. 10 settembre 2003 la rendita idroelettrica veniva quantificata complessivamente in 508.463.965,83 di Euro e ripartita tra le società produttrici aventi diritto.

Il provvedimento è strettamente legato all'eliminazione di meccanismi potenzialmente distorsivi degli scambi di borsa, tuttavia per valutare gli effetti positivi del provvedimento sulla bolletta energetica è necessario confrontare il saldo complessivo tra

l'eliminazione degli stranded cost a partire dal 1° gennaio 2004 e della rendita idroelettrica a partire dal 1° gennaio 2002. La tabella che segue rappresenta una possibile stima degli sulla base materiale disponibile delle audizioni presso la X Commissione Attività Produttive. Per valutare l'impatto complessivo del provvedimento possiamo ipotizzare due possibili scenari e stimare l'effetto complessivo sulla bolletta energetica nazionale con e senza la legge 83/2003<sup>18</sup>.

**Tabella 1 – Stima degli effetti della legge 83/2003 sulla bolletta energetica (valori in mln di euro)**

	<b>Ipotesi senza legge 83/2003</b>	<b>Ipotesi con legge 83/2003</b>	<b>Effetti sulla bolletta</b> (-) Positivi (+) Negativi
<b>Stranded costs 2000-2003</b>	<b>1.250</b>	<b>1.250</b>	<b>0</b>
<b>Stranded cost 2004-2006 (1)</b>	<b>2.900</b>	<b>0</b>	<b>(-) 2.900</b>
<b>Totale oneri di sistema 2000-2006</b>	<b>4.150</b>	<b>1.250</b>	<b>(-) 2.900</b>
<b>Rendita idro 2002</b>	<b>508(3)</b>	<b>0</b>	<b>(+) 508</b>
<b>Rendita idro 2003</b>	<b>450</b>	<b>0</b>	<b>(+) 450</b>
<b>Rendita idro 2004-2006 (2)</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>(+) 600</b>
<b>Totale rendita idro</b>	<b>1.558</b>	<b>0</b>	<b>(+) 1.558</b>
<b>Differenza totale</b>	<b>2.592</b>	<b>1.250</b>	<b>(-) 1.342</b>
<b>Effetto netto periodo 2002-2003</b>	<b>292</b>	<b>1.250</b>	<b>(+) 958</b>
<b>Effetto netto periodo 2004-2006</b>	<b>2.300</b>	<b>0</b>	<b>(-) 2.300</b>

Ipotesi di avvio della borsa entro 1° gennaio 2004. (2) La rendita idro ipotizza nel periodo 2004-06 un Brent al 23\$ al barile (3) D.M. 10/09/03

<sup>18</sup> I valori sono frutto di congetture sulla base delle audizioni effettuate dalle parti sociali ed istituzionali presso la X commissione Attività Produttive della Camera il 28 febbraio 2003.

Fatta salva la possibilità di una verifica da parte dei soggetti istituzionali dei calcoli (non ancora disponibile) è possibile sostenere che gli effetti della legge 83/2003 possono essere così interpretati:

- a) nel breve periodo, con riferimento agli 2002/03 per effetto del congelamento della rendita idrica l'impatto netto sulla bolletta energetica nel 2004 presenta una stima di circa 958 (ultima colonna) mln di Euro ottenuto confrontando l'effetto netto del periodo 2002/03 senza il provvedimento legislativo (292 mln di euro prima colonna) con l'effetto netto che tiene conto delle modifiche introdotte (1.250 mln di euro seconda colonna);
- b) nel medio periodo, ovvero considerando gli effetti complessivi il risparmio complessivo per il periodo 2004/06 potrebbe risultare nell'intorno di circa 2.300 mln di euro ottenuti confrontando gli *stranded* (prima colonna) che sarebbero statiriconosciuti nel periodo 2004/06 rispetto alla loro eliminazione dovuta alla legge 83/2003.

Sulla base delle stime disponibili è possibile ipotizzare che l'effetto complessivo del provvedimento legislativo 83/2003 risulti in un risparmio netto di di oneri per la bolletta energetica di circa 1.342 mln di euro (terza colonna).

Più in generale possiamo valutare positivamente l'eliminazione di un meccanismo di recupero degli oneri di sistema che avrebbe creato effetti distorsivi al processo di formazione dei prezzi nel futuro mercato elettrico.

## **7. Conclusioni**

In ambito accademico si è discusso a lungo sull'opportunità o meno di procedere al rimborso degli *stranded cost*: non è emerso un orientamento univocamente accettato, ma è stato dimostrato che è possibile mettere a punto meccanismi di recupero non distorsivi, che permettono cioè ai generatori di competere sulla base dei propri costi marginali reali. Il rischio è infatti che l'incumbent approfitti di questi rimborsi per consolidare, attraverso barriere all'entrata, la propria posizione dominante sul mercato della generazione.

Nel caso della California, la scelta di definire congiuntamente il meccanismo di recupero degli *stranded cost* con il *rate-freeze* viene considerata una delle concause che

hanno portato al fallimento del processo di liberalizzazione del settore elettrico in quel paese. All'inizio del periodo di transizione, tale modalità di recupero aveva soltanto reso difficoltoso l'ingresso di nuovi operatori, impedendo il diffondersi della concorrenza. Nel corso dell'estate 2000, tale modalità aveva invece impedito alla domanda finale di energia di reagire agli aumenti dei prezzi peggiorando sensibilmente la situazione del settore elettrico già condizionato da problemi strutturali e dalle altre numerose carenze del modello di ristrutturazione adottato.

In ambito comunitario si è deciso di permettere, a certe condizioni, il rimborso degli stranded cost legati agli investimenti sostenuti in base a obblighi di servizio pubblico: all'art.24 della direttiva 96/92/CE si legge che "gli Stati Membri, i cui impegni o garanzie di gestione, accordati prima dell'entrata in vigore della presente direttiva, possono non poter essere adempiuti a causa delle disposizioni della presente direttiva, possono richiedere un regime transitorio, che può essere concesso loro dalla Commissione [...]". Le deroghe sono applicabili soltanto ai capitoli IV,V,VI e VII della direttiva<sup>19</sup>. In una successiva comunicazione<sup>20</sup> la Commissione precisava i criteri di ammissibilità dei costi non recuperabili, e soprattutto, legava l'ammontare di stranded costs riconosciuti alla rapidità con cui gli Stati membri procedevano con l'attuazione della direttiva. Tra i costi incagliati avrebbero potuto rientrare anche costi non ancora sostenuti, ma necessari per accelerare l'apertura del mercato. Il rischio è quindi che, anche se le finalità erano preordinate ad aprire più rapidamente il mercato alla concorrenza, di fatto i meccanismi di recupero potevano costituire delle (potenziali) barriere all'ingresso di nuovi concorrenti sul mercato.

Praticamente tutti gli Stati Membri hanno notificato alla Commissione provvedimenti in deroga alle norme della direttiva: gran parte di questi sono stati respinti perché non riguardavano disposizioni contenute nei capitoli IV, V, VI, VII della direttiva ma, riesaminati alla luce delle norme in materia di aiuti di Stato, spesso sono stati convalidati. I meccanismi di riconoscimento adottati prevedono quasi ovunque che l'incumbent riceva in via anticipata un flusso di cassa pari agli oneri di sistema riconosciuti, attribuendogli

---

<sup>19</sup> Capitolo IV "gestione della rete di trasmissione", cap. V "gestione della rete di distribuzione", cap. VI "separazione e trasparenza della contabilità", cap. VII "organizzazione dell'accesso alla rete"

<sup>20</sup> "Metodo per l'analisi degli aiuti di Stato connessi a taluni costi non recuperabili", 27 luglio 2001.

così un vantaggio competitivo rispetto ai nuovi operatori. In quasi tutti i Paesi il recupero avviene attraverso l'imposizione di una (sovra)tassa sul consumo di energia elettrica, a livello del consumatore finale (per i clienti liberi viene istituita una tassa ad hoc mentre per quelli vincolati si aggiunge una quota nel computo della tariffa regolamentata). Il problema del ricorso alla tassazione va ad incidere sulle scelte di consumo degli utenti, causando delle inefficienze. Il consumatore è in grado cioè di modificare con il proprio comportamento l'entità del tributo, violando la condizione di "non evitabilità" del tributo stesso.

Le distorsioni causate dai meccanismi di recupero sono destinate a diluirsi nel tempo, vista la durata limitata del periodo di rimborso e l'intenzione, da parte della Commissione, di abolire l'art. 24 della direttiva 96/92/CE, non permettendo di fatto l'esistenza di alcun regime transitorio. Esse però possono costituire un serio ostacolo al diffondersi della concorrenza nel mercato della generazione.

In generale, sarebbe stato più opportuno garantire un maggiore coordinamento tra gli stati membri una maggiore simmetria nella valutazione da parte della Commissione degli *stranded costs*.

Infine, con riferimento al caso italiano l'eliminazione degli oneri di sistema oltre ad avere un effetto complessivamente positivo sulla bolletta energetica nazionale consente l'eliminazione di un elemento di potenziale distorsione del meccanismo di formazione dei prezzi del mercato elettrico a partire dal 2004.

## Bibliografia

1. Baumol, W., Joskow, P., Khan, A. (1995), *Transition from regulation to efficient competition in electric power*, Edison Electric Institute.
2. Baumol W.J., Sidak J.G. (1995a), *Transmission pricing and stranded costs in the electric power industry*, Washington AEI press.
3. Baumol W.J., Sidak J.G. (1995b), *Stranded Costs*, Harvard Journal of Law & Public Policy, n. 3, vol.18, pp.835-849.
4. Comunicazione della Commissione Europea relativa al "Metodo per l'analisi degli aiuti di Stato connessi a taluni costi non recuperabili così", adottata in data 27 luglio 2001
5. CPUC (1999), *Status of the electric restructuring matters*, Memorandum, february.
6. Decreto Ministero Attività Produttive "Restituzione della rendita idroelettrica per il periodo 2002-2003." del 10 settembre 2003.
7. Decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato "Modifiche al decreto 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico" del 17 aprile 2001
8. Decreto Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato "Individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico", del 26 gennaio 2000.
9. Decreto Legislativo n. 79/99 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", del 16 marzo 1999.
10. Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 115/01 01 "Determinazioni ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e 8, del decreto del ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 nei confronti della società Elettrogen Spa", del 25 maggio 2001
11. Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 244/01 "Determinazione, con riferimento agli impianti della società Eurogen Spa, del livello dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi (RR) e della producibilità convenzionale, relativamente agli anni 2000 e 2001, ai fini della reintegrazione dei costi non recuperabili, ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e 8, del decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica del 26 gennaio 2000 e successive modificazioni", del 31 ottobre 2001.
12. Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 119/02 "Determinazione, con riferimento agli impianti della società Interpower S.p.A., del livello dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi (rr) e della producibilità convenzionale, relativamente agli anni 2000 e 2001, ai fini della reintegrazione dei costi non recuperabili", del 20 giugno 2002
13. Direttiva Comunitaria 92/96/UE "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" del 19 dicembre 1996.
14. EIA/DOE (1996), *The changing structure of the electric Power industry: an update*.
15. FERC (1996), *Order no.888, Final Rule*, April.
16. Goudarzi, L., Roberts, B.F. (1997) *Electric generating plant operating efficiency and mitigation of stranded investment costs*, Power Cost Management Advisory Service.
17. Joskow, P. (1996), *Does Stranded Costs Recovery Distort Competition?* The Electricity Journal, pp.31-45, April.
18. Legge n.83/03 "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico".
19. Stoff S. (2002) "Power System Economics" IEEE Press, Wiley-Interscience Publications, NJ.
20. TURN (2000), *Cooking The books*, October
21. Tye, W.B., Graves, F.C. (1997), *The economics of negative barriers to entry: how to recover stranded costs and achieve competition on equal terms in the electric utility industry*, Natural Resource Journal, vol. 3, n.1
22. VanDoren, P. (1998), *The deregulation in the electricity industry. A primer*, Cato Policy Analysis n.320, October