



DEPARTMENT OF ECONOMICS

UNIVERSITY OF MILAN - BICOCCA

WORKING PAPER SERIES

**La valutazione della performance
delle Autorità di Regolazione
nel settore elettrico della California**

Graziella Marzi

No. 45 - March 2002

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

La valutazione della performance delle Autorità di Regolazione nel settore elettrico della California

Graziella Marzi*
Dipartimento di Economia Politica
Università degli Studi di Milano - Bicocca

Riassunto

L'identificazione di una relazione di dipendenza tra i modelli regolatori e le istituzioni di un paese porta ad individuare nel disegno regolatorio dei modelli stessi due componenti: *regulatory governance* e *regulatory incentives*. La prima componente è legata alla definizione delle caratteristiche organizzative dell'Autorità di regolazione e del suo mandato. La seconda si riferisce, invece, all'insieme degli strumenti adottati dall'Autorità per affrontare gli aspetti più tecnici della regolazione, vale a dire i prezzi, la concorrenza, la liberalizzazione degli accessi alle reti e così via. Nell'analizzare l'efficacia dei modelli regolatori del settore elettrico, la componente di *regulatory governance* viene di solito trascurata a favore dell'analisi delle conseguenze delle scelte tecniche effettuate dalle Autorità, vale a dire la componente di *regulatory incentives*. Tuttavia, proprio perché il successo o il fallimento delle scelte della regolazione non sembra dipendere solo da fattori economici, ma anche da quelli storici, politici e amministrativi, l'analisi di entrambe le componenti migliora la comprensione dell'attività delle autorità di regolazione e facilita il confronto tra realtà istituzionali diverse. Questo lavoro si propone di valutare la performance delle Autorità di regolazione nel settore elettrico in California, con riferimento ad entrambe le componenti che abbiamo richiamato. Ciò ci ha consentito di rilevare che il fallimento della regolazione, che abbiamo potuto osservare in California è stato, soprattutto, riconducibile a quelle scelte delle autorità di regolazione che hanno influenzato negativamente l'andamento dei prezzi e il diffondersi della concorrenza sui mercati elettrici. In altri termini, valutiamo la *regulatory incentives* delle autorità di regolazione in termini molto più negativi della loro *regulatory governance*.

* Lo studio è stato condotto nell'ambito del progetto di ricerca: "Le autorità di regolamentazione: metodi per la valutazione delle performance e relative verifiche empiriche" finanziato dal MURST 40% del 1999.

Introduzione

I processi di liberalizzazione e di privatizzazione del settore elettrico, attuati in molti paesi a partire dall'inizio degli anni Novanta, con l'obiettivo dichiarato di ridurre i prezzi e migliorare l'offerta dei servizi, hanno richiesto la riforma dei modelli regolatori applicati in precedenza alle imprese, verticalmente integrate e in molti casi di proprietà pubblica, che operavano in tali settori.

La numerosità delle esperienze in atto consente ora agli studiosi di esprimere delle valutazioni, anche se in alcuni casi ancora provvisorie, sull'efficacia degli interventi di ristrutturazione e di regolazione. Tuttavia, la varietà delle diverse esperienze rende difficile formulare delle indicazioni che abbiano una valenza più generale. In particolare, quando si intende analizzare l'efficacia degli interventi di regolazione occorre definire alcuni criteri per la valutazione dell'attività di regolazione che tengano conto proprio delle diverse caratteristiche istituzionali dei paesi considerati.

Lo studio del legame che intercorre tra il disegno dei modelli di regolazione (*regulatory design*) e le istituzioni di un paese ci consente di recuperare il ruolo della storia nel modellare le istituzioni e le politiche dei diversi schemi di regolazione superando, in questo modo, la separazione tradizionale tra studi teorici e studi empirici della regolazione.

E' dal legame che intercorre tra il disegno dei modelli di regolazione (*regulatory design*) e le istituzioni di un paese che possiamo dunque partire. Non solo perché l'implementazione di un nuovo modello regolatorio determina a sua volta delle modifiche istituzionali - ciò avviene con la nascita di nuovi soggetti: le Autorità di Regolazione, o con la ridefinizione delle competenze di soggetti già presenti nell'apparato amministrativo e burocratico - ma soprattutto perché sono le istituzioni politiche e sociali di un paese (*institutional endowment*) che condizionano l'efficacia del modello di regolazione adottato.

L'identificazione di una relazione di dipendenza tra modelli regolatori e istituzioni ha portato alcuni autori (Levy e Spiller, 1996) ad individuare nel disegno regolatorio dei modelli stessi due componenti: *regulatory governance* e *regulatory incentives*. La prima si riferisce più precisamente alla definizione delle caratteristiche organizzative dell'Autorità di regolazione e del suo mandato, con riferimento alla discrezionalità ma anche ai conflitti che possono emergere nell'esercizio di tale discrezionalità. La seconda si riferisce, invece, all'insieme degli strumenti adottati per affrontare gli aspetti più tecnici della regolazione, vale a dire i prezzi, la concorrenza, la liberalizzazione degli accessi alle reti e così via.

Nell'analizzare l'efficacia dei modelli regolatori del settore elettrico la componente di *regulatory governance* viene di solito trascurata a favore dell'analisi delle conseguenze delle scelte tecniche effettuate dalle AR, vale a dire la componente di *regulatory incentives*. Tuttavia, proprio perché il successo o il fallimento delle scelte della regolazione non sembra dipendere solo da fattori economici, ma anche da quelli storici, politici e amministrativi, l'analisi di entrambe le componenti migliora la comprensione dell'attività delle autorità di regolazione e facilita il confronto tra realtà istituzionali diverse.

Questo lavoro si propone di focalizzare l'attenzione sull'efficacia degli interventi di regolazione del settore elettrico posti in essere in California, con riferimento ad entrambe le componenti che abbiamo richiamato¹.

L'interesse ad analizzare il caso californiano, per interpretare quello italiano, nasce non solo dal fatto che entrambi i paesi hanno dato l'avvio, all'incirca nello stesso periodo, alla fase di transizione verso la concorrenza e che entrambi hanno compiuto scelte simili nel costruire il modello regolatorio, ma anche perché gli eventi che hanno recentemente caratterizzato il sistema californiano offrono numerosi spunti di riflessione per il caso italiano.

Nel primo paragrafo vengono richiamati i criteri di valutazione delle attività delle autorità di regolazione utili ad affrontare gli aspetti di *regulatory governance* e di *regulatory incentives* seguendo lo schema analitico proposto per l'analisi del settore delle telecomunicazioni da Pontarollo e Oglietti (2000a) e opportunamente riformulato per tener conto delle specificità del settore elettrico. Nel secondo paragrafo viene analizzato il caso della California e nel terzo vengono discussi i risultati dell'analisi condotta.

1. Criteri di valutazione e specificità del settore.

I criteri per la valutazione delle performance delle autorità di regolazione, seguiti in questo lavoro, trovano una formulazione iniziale nei contributi di Levy e Spiller (1996) e di Baldwin e Cave (1999). Una sintesi di questi studi è poi stata elaborata da Pontarollo e Oglietti (2000a) che hanno definito uno schema più generale e ne hanno proposto una prima applicazione per analizzare l'attività dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni in Italia (Pontarollo e Oglietti, 2000b).

Lo schema si fonda sul riconoscimento di una relazione di dipendenza dei modelli regolatori dalla dotazione istituzionale che, come si è detto in precedenza, consente di

¹ Una discussione del caso californiano, fino agli eventi di dicembre 2000, è affrontata in Marzi (2001) a cui rinviamo per l'analisi più approfondita delle caratteristiche strutturali del settore elettrico della California.

individuare nel disegno regolatorio dei modelli stessi le componenti di *regulatory governance* e di *regulatory incentives*. L'analisi delle due componenti che caratterizzano il disegno regolatorio porta poi ad individuare i criteri per la valutazione delle performance delle Autorità di regolazione.

Lo schema di analisi considerato è pertanto riconducibile nell'ambito della scuola di pensiero del "Nuovo Istituzionalismo" e fa riferimento, anche se in modo implicito e semplificato, ad uno strumento di analisi economica noto come teoria dell'agenzia. Ciò significa che il processo regolatorio viene assimilato ad uno schema di relazioni principale-agente² e appare caratterizzato da un complesso sistema di relazioni tra i numerosi soggetti - principali ed agenti - che si articola su più livelli. Ad un primo livello corrispondono le relazioni dei politici, che operano come agente, con gli elettori che operano da principale; ad un secondo livello, le relazioni dell'Autorità di regolazione, che opera come agente, con i politici che operano da principale ed infine all'ultimo livello, le relazioni delle imprese regolate, che operano da agente, con l'Autorità di regolazione che opera da principale. E' evidente che da questo schema discende quello che qui abbiamo richiamato e che individua nel disegno regolatorio le componenti di *regulatory governance* e di *regulatory incentives*.

Infatti, il secondo livello (politici-Autorità) del rapporto principale-agente che abbiamo descritto è, assimilabile alla componente di *regulatory governance* proprio perché sottolinea il rapporto tra i diversi poteri dello stato e l'Autorità e porta ad analizzare il grado di indipendenza e il tipo di controllo a cui è sottoposta l'Autorità. Il terzo livello (Autorità-imprese regolate) è, invece, riconducibile alla *regulatory incentives* perché sottolinea la capacità dell'Autorità di regolazione di operare in modo efficiente superando il problema delle asimmetrie informative con le imprese regolate.

1.1 La componente di regulatory governance.

Gli aspetti della regolazione relativi alla *regulatory governance* sono quelli più direttamente connessi alla dotazione istituzionale di un paese, espressa dall'insieme degli organismi legislativi, esecutivi e giudiziari oltre che dagli usi e dai costumi socialmente condivisi da una collettività e che ne caratterizzano la struttura (North, 1990). E' nell'ambito di questa dotazione istituzionale che vengono posti in essere i meccanismi che definiscono il mandato dell'Autorità di regolazione e ci consentono di capire meglio i vincoli alla sua

² Lo scopo della teoria è di modellare il problema delle informazioni nascoste possedute e delle azioni nascoste messe in atto dall'agente chiamato ad eseguire un compito dal principale. Per un approfondimento si rinvia a

discrezionalità e alla sua capacità di fare rispettare le decisioni che essa assume, oltre ai conflitti che possono emergere nell'esercizio del suo mandato. In particolare, sono le istituzioni legislative ed esecutive che, mediante le leggi istitutive delle Autorità di regolazione e le leggi di liberalizzazione del settore elettrico, definiscono la struttura organizzativa e determinano la discrezionalità e i confini del mandato delle Autorità stesse. Le caratteristiche del potere giudiziario, invece, condizionano più direttamente la capacità dell'Autorità di implementare le proprie decisioni come pure la definizione dei conflitti che possono emergere tra i soggetti coinvolti nel processo regolatorio.

Nell'analizzare il rapporto che intercorre tra *regulatory governance* e istituzioni, vale la pena di richiamare due considerazioni che Levy e Spiller hanno avanzato dopo avere analizzato i risultati di un significativo nucleo di ricerche condotte in diversi paesi, soprattutto nel settore delle telecomunicazioni. Queste considerazioni ci aiuteranno ad interpretare nei prossimi paragrafi la performance delle Autorità di regolazione del settore elettrico in California. Gli autori rilevano innanzitutto che, se l'alternanza del potere legislativo ed esecutivo avviene tra partiti portatori di interessi alquanto diversi, le leggi che definiscono il mandato dell'Autorità di regolazione non ne tutelano con certezza la discrezionalità, perché molto probabilmente verranno modificate in corrispondenza ad ogni mandato parlamentare. Per contro, essi osservano che un sistema giudiziario forte e indipendente che applica con rigore le norme che modellano il sistema regolatorio rappresenta, da un lato, una sicura garanzia per la tutela dello stesso dalle interferenze da parte degli altri poteri ma, contemporaneamente, può determinare un vincolo alla discrezionalità e quindi all'indipendenza dell'Autorità di regolazione, se il mandato legislativo di questa non è sufficientemente specificato.

L'individuazione dei criteri rispetto ai quali si cercherà di valutare la performance sono, in definitiva, legati alle caratteristiche "ideali" che una Autorità di regolazione dovrebbe possedere³. Illustrarle separatamente consente di semplificare l'analisi, ma va ricordato che esse sono strettamente collegate tra loro. Con riferimento alla *regulatory governance*, i criteri che vengono considerati rilevanti sono:

- Coerenza e indipendenza (*legislative mandate*). L'Autorità di regolazione deve poter operare in modo discrezionale, ma entro i limiti fissati dal mandato legislativo ricevuto, quando persegue gli obiettivi che la stessa delega istituzionale definisce. All'Autorità è

richiesto di operare in modo coerente non solo con la legge che la istituisce, ma anche con le norme previste per la tutela della concorrenza e con quelle che, definite a livello internazionale, vengono eventualmente recepite dalla legislazione nazionale. Coerenza significa anche coordinamento con le Autorità che operano in altri settori o a livelli diversi.

Dal momento che l’Autorità potrebbe, avvalendosi dei propri spazi di discrezionalità, perseguire obiettivi diversi o con modalità diverse da quelle indicate, nasce la necessità di monitorare o controllare il suo operato al fine di individuare l’eventuale responsabilità per decisioni non coerenti.

- Responsabilità (*accountability*). Questa caratteristica viene definita, in termini generali, con riferimento a tutti i soggetti rispetto ai quali l’Autorità è tenuta a rendere conto del proprio operato. E’ sostanzialmente riconducibile alla possibilità di controllare l’Autorità di regolazione anche ricorrendo contro le decisioni di questa mediante procedure di appello chiare, accessibili ed efficienti.
- Procedure decisionali (*due process*). Perché l’operato dell’Autorità sia controllabile questa deve adottare delle procedure decisionali che siano prevedibili e trasparenti. Vale a dire procedure che seguano determinate modalità di consultazione e percorsi temporali noti in anticipo. Nell’ambito delle decisioni assunte, gli obiettivi e i mezzi per raggiungerli devono essere definiti con precisione e in termini chiaramente comprensibili da tutti i soggetti interessati.

La possibilità di analizzare percorsi decisionali trasparenti rappresenta un elemento indispensabile per valutare, a sua volta, un’altra caratteristica ideale che considereremo nel prossimo paragrafo: quella di operare in modo efficiente.

In conclusione, rileviamo che nel definire le caratteristiche istitutive dell’Autorità di regolazione e l’ampiezza del suo mandato, le istituzioni devono realizzare un difficile equilibrio tra garantire l’indipendenza e mantenere il controllo sull’attività dell’Autorità.

La difficoltà di disporre di una misura di sintesi della *regulatory governance*, è legata al fatto che ci troviamo di fronte a molte caratteristiche che difficilmente si prestano ad una espressione quantitativa. Per questo motivo, la misura che viene di solito proposta, all’interno dello schema che stiamo seguendo, è il livello degli investimenti. Si tratta di una grandezza

³In Gran Bratagna, la definizione dei principi della regolazione e la loro applicazione sono continuamente oggetto di analisi da parte della Better Regulation Task Force. Tra i numerosi contributi di questa, si veda ad

che si presta ad essere misurata e che sembra anche essere quella più strettamente legata alle caratteristiche istituzionali dei diversi sistemi economici.

1.2 *La componente di regulatory incentives.*

Gli aspetti della regolazione relativi alla componente di *regulatory incentives* sono a loro volta connessi alla dotazione istituzionale e, conseguentemente, anche agli aspetti di *regulatory governance* che abbiamo considerato in precedenza. Si pensi, ad esempio, al fatto che un sistema economico, in un determinato momento, compia delle scelte di politica ispirate a criteri redistributivi o che il suo apparato burocratico disponga di un grado di competenza amministrativa più o meno elevato. E' evidente che questi elementi possono condizionare l'insieme delle regole che modellano il disegno regolatorio attuato dalle istituzioni in quel momento. Pertanto, i criteri che consideriamo per valutare la performance, con riferimento agli aspetti della *regulatory incentives*, sono sostanzialmente riconducibili a due caratteristiche desiderabili dell'Autorità di regolazione

- *Competenza (expertise)*. Vale a dire la conoscenza delle caratteristiche strutturali, tecniche ed economiche il settore da regolare e la capacità di predisporre gli strumenti adeguati a perseguire gli obiettivi che l'Autorità di regolazione è tenuta a raggiungere.
- *Efficienza (efficiency)*. In questo caso ci si riferisce alle scelte dell'Autorità che, nell'ambito del nuovo assetto settoriale, consentono di migliorare la performance del settore stesso. In altri termini si valuta l'efficienza raggiunta dal mercato nella fornitura dei servizi.

La valutazione dell'attività della Autorità di regolazione, con riferimento al criterio dell'efficienza, è particolarmente complessa proprio perché fa riferimento alle stesse grandezze che servono per valutare la performance del settore regolato e che dipendono pertanto, anche dal ruolo dei fondamentali che operano nel sistema economico nel suo insieme e nel settore considerato in particolare. Inoltre, osserviamo che, nell'ambito del proprio mandato, l'Autorità è molto sovente chiamata a raggiungere altri obiettivi, come il perseguimento di obblighi sociali, che possono entrare in conflitto con quello della massimizzazione dell'efficienza.

Il criterio dell'efficienza, proposto nell'ambito della schema che stiamo seguendo come misura sintetica della *regulatory incentives*, richiede pertanto alcune cautele nel suo utilizzo. D'altra parte, è proprio nel momento in cui articoliamo questo criterio che possiamo tenere

esempio: "Economic Regulators" (2001)

conto delle caratteristiche del settore dell'energia elettrica di cui ci occupiamo in questo lavoro.

La fornitura dell'energia elettrica ai consumatori finali passa, come noto, attraverso le fasi di produzione o generazione, trasmissione, distribuzione e vendita che richiedono, in particolare, che la generazione e la trasmissione, siano strettamente coordinate tra di loro. Le caratteristiche di non immagazzinabilità dell'energia elettrica, la presenza di fluttuazioni giornaliere e stagionali della domanda e la necessità di mantenere un equilibrio costante tra domanda e offerta di energia aggiungono poi, alla complessità della fornitura, una serie di problemi che sono stati tradizionalmente risolti con l'integrazione verticale dell'impresa o delle imprese fornitrici di energia elettrica.

Più recentemente, un diffuso atteggiamento pro-concorrenza e la disponibilità di nuove tecnologie per la generazione dell'energia, che hanno significativamente ridotto la dimensione minima efficiente di alcune tipologie di impianti, hanno indotto molti paesi ad avviare processi di liberalizzazione e, quando possibile, di privatizzazione del settore elettrico.

Diversi sono i modelli di liberalizzazione che possono essere adottati⁴. Quello che qui considereremo, perché é stato scelto sia dalla California che dall'Italia, comporta il passaggio da un sistema di monopolio o monopoli locali verticalmente integrati ad una struttura caratterizzata dalla separazione delle diverse fasi della filiera elettrica. Ciò rende possibile l'introduzione della concorrenza nella generazione e nella vendita che vengono separate dalla trasmissione e dalla distribuzione le quali mantengono, invece, la loro caratteristica di monopolio naturale legata alla presenza delle infrastrutture di rete. Nel caso dell'energia elettrica si parla pertanto di ristrutturazione e non di deregolazione. Come conseguenza del processo di divverticalizzazione, diventa infatti indispensabile garantire la libertà di accesso alle reti di trasmissione e di distribuzione e istituire un sistema di mercati all'ingrosso dell'energia per la definizione dei prezzi.

Il modello regolatorio che accompagna la ristrutturazione del settore si trova così a dover garantire una molteplicità di obiettivi: favorire la diffusione della concorrenza, garantendo l'ingresso di nuovi operatori e la crescita degli investimenti; sorvegliare la formazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia; regolare le tariffe di accesso alle reti; perseguire la riduzione dei prezzi o tariffe finali e garantire la varietà e la qualità dei servizi forniti.

⁴Per un'analisi dettagliata dei diversi modelli strutturali del settore elettrico si rinvia a: Hunt e Shattleworth, (1996).

E' rispetto ai risultati raggiunti nel perseguire questi obiettivi che cercheremo di formulare una valutazione in termini di efficienza delle scelte effettuate dall'Autorità di regolazione. L'analisi verrà condotta con riferimento alle grandezze che risultano direttamente influenzate da tali scelte. In particolare:

- l'andamento dei prezzi all'ingrosso e delle tariffe di accesso alle reti e di quelle finali;
- il numero dei nuovi operatori che operano sia nella generazione che nella vendita;
- la presenza di margini di riserva che danno espressione all'eccesso della capacità di generazione dell'energia elettrica. I margini di riserva costituiscono una garanzia contro il rischio di interruzioni nella fornitura di energia e vengono considerati una misura significativa della performance degli investimenti che ci consente di capire se il modello regolatorio tende a facilitarli.

Nei mercati liberalizzati dell'energia, la presenza di un eccesso di capacità può spingere il prezzo ad uguagliare il costo marginale e a non consentire il recupero dei costi fissi che, date le caratteristiche degli impianti, sono di solito molto elevati. E' per questo motivo che l'operare delle forze di mercato può non garantire riserve di capacità adeguate che si ottengono allora posso solo facendo ricorso ai vincoli sulla capacità installata, imposti dall'Autorità di regolazione. Si tratta comunque di misure transitorie che accompagnano l'operare dei mercati nella fase di transizione alla concorrenza e finché i prezzi non diventano un incentivo per gli operatori ad investire in capacità. Ciò significa che le istituzioni del mercato devono essere opportunamente disegnate così come il meccanismo che porta alla definizione dei prezzi che finiscono per essere troppo elevati e caratterizzati da notevole volatilità, come è successo nel caso della California⁵.

Ci troviamo così, seguendo questa via, a riconsiderare gli investimenti. Che diventano pertanto una variabile davvero rilevante da osservare nella valutazione dell'efficacia delle scelte del regolatore, e più in generale di quelle sottostanti l'intero modello regolatorio

La presenza di investimenti ci conferma che non solo l'Autorità di regolazione ha posto in essere una struttura di incentivi adeguata, ma anche che il contesto istituzionale è favorevole.

I criteri che abbiamo finora individuato rappresentano complessivamente i *benchmark* per una buona regolazione e sono ampiamente condivisi da numerosi studiosi. Ricondurli agli

⁵ Va inoltre ricordato che la riserva di capacità non è esclusivamente legata agli investimenti in capacità dal momento che si richiede all'operatore della rete di rendere continuamente compatibili la domanda e l'offerta di energia nel breve e nel lungo periodo e ciò dipende anche dai vincoli posti dall'Autorità di regolazione.

aspetti di *regulatory governance* e di *regulatory incentives* rappresenta un modo interessante per unificare i diversi percorsi di ricerca.

2. Il caso della California.

La forte spinta alla liberalizzazione e ristrutturazione del settore elettrico, che aveva portato all'introduzione di un nuovo assetto del mercato elettrico in California, era stata giustificata soprattutto dalla presenza di due significativi divari: quello tra le tariffe elettriche della California e quelle degli altri stati americani e quello tra le tariffe finali e i costi medi di lungo periodo. Un diffuso atteggiamento a favore della concorrenza e la possibilità di accedere a nuove tecnologie per la produzione di energia, ne aveva poi reso possibile l'introduzione.

Per capire come la California sia giunta a compiere questa scelta, occorre tenere presente anche l'atteggiamento dominante e le decisioni assunte a livello federale, a partire dalla fine degli anni Settanta, nel tentativo di fronteggiare la crisi energetica di quel periodo. Tra i diversi interventi legislativi, la legge federale PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) del 1978 e, successivamente, l'Energy Policy Act del 1992 avevano determinato l'emergere di diverse categorie di generatori⁶ al fine di favorire la diffusione della concorrenza nella generazione (Hogan, 2001; Joskow, 2001a). Quest'ultima legge rappresenta una tappa fondamentale nel percorso di ristrutturazione del settore elettrico degli Stati Uniti perchè ha imposto alle utilities di consentire l'accesso alle loro reti di trasmissione da parte di terzi per favorire il commercio all'ingrosso dell'energia e la concorrenza. Tuttavia, nonostante le numerose proposte di legge avanzate presso il Congresso degli Stati Uniti (più di 31 negli ultimi 10 anni), manca al momento un nuovo intervento organico, a livello federale, che favorisca il diffondersi della concorrenza salvaguardando al contempo l'affidabilità del servizio.

⁶ In particolare, le Qualifying Facilities (QFs), definite dalla legge federale PURPA, che producono energia solo usando fonti rinnovabili o alternative o la cogenerazione e hanno la garanzia che tutta l'energia da loro prodotta venga acquistata dalle utilities ad un prezzo non superiore al *costo evitato* dalle utilities stesse. Sono inoltre esentate dall'adempimento degli obblighi di tipo statutario previsti dalla legge federale PUHCA (Public Utility Holding Company Act) del 1935. L'autorità di regolazione federale aveva, a sua volta, incentivato lo sviluppo di una categoria di produttori indipendenti, IPPs, che possono vendere l'energia solo all'ingrosso. Questi produttori, diversamente dalle QFs, non sono vincolati ad alcuna tipologia produttiva ma non hanno neppure le garanzie di collocazione dell'energia prodotta sul mercato e devono rispettare gli obblighi imposti dal PUHCA. Un terzo tipo di generatori non-utility è costituito dai Exempt Wholesale Generators (EWGs) istituiti con l'Energy Policy Act del 1992 per abolire i vincoli, precedentemente imposti, allo sviluppo degli IPPs. In particolare, questi generatori possono produrre solo per la vendita all'ingrosso e sono esonerati da tutte le regolamentazioni previste dal PUHCA.

L'implementazione degli atti assunti a livello federale e statale avviene poi attraverso due percorsi seguiti rispettivamente dall'Autorità di regolazione federale FERC (Federal Energy Regulatory Commission) e statale PUC (Public Utility Commission). In particolare, a livello federale, la risposta più significativa alle spinte a liberalizzare e a ristrutturare il sistema elettrico è avvenuta con due interventi della FERC (Order n.888 e n.889), approvati nel 1996 in attuazione dell'Energy Policy Act. Questi interventi superando, l'applicazione caso per caso, stabiliscono i criteri generali di accesso alla trasmissione, i meccanismi di recupero di alcuni costi sostenuti in precedenza dalle imprese - che non possono più essere recuperati quando gli utenti cambiano fornitore (*stranded costs*) - e le linee guida per la creazione dei gestori indipendenti delle reti di trasmissione (Independent System Operator - ISO).

2.1 Il processo di ristrutturazione.

Nel frattempo, in attesa di un nuovo intervento legislativo federale, alcuni stati tra cui la California, hanno deciso di liberalizzare il settore elettrico, privilegiando un processo di ristrutturazione piuttosto che di deregolazione del settore.

In California, fino al 31 marzo 1998, data di inizio del processo di ristrutturazione, l'industria elettrica era caratterizzata dalla presenza di tre categorie di operatori: le IOUs (Investor-Owned Utilities)⁷; le POUs (Publicly-Owned Utilities)⁸; le NUGs (Non Utility Generators)⁹. Le IOUs, imprese verticalmente integrate, controllavano il 75% della capacità disponibile e l'80% circa della distribuzione. Ciascuna di queste imprese poteva acquistare o vendere energia da altre imprese, anche degli stati confinanti, ed era responsabile di mantenere l'equilibrio tra flussi programmati e flussi effettivi di energia in base un sistema di previsione della propria domanda e della generazione richiesta. Stipulava contratti a lungo termine per l'acquisto dei combustibili necessari alla generazione e contratti bilaterali di breve e lungo termine per fronteggiare le variazioni e gli incrementi della domanda. Prezzi, costi e

⁷ Le IOUs sono la Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) e San Diego Gas and Electric (SDG&E),

⁸ Le POUs, costituite soprattutto da municipalità, cooperative elettriche rurali e altri enti federali, statali e locali, erano prevalentemente delle distributrici dell'energia acquistata dalle IOUs

⁹Le NUGs (Non Utilities Generators) comprendevano varie categorie di generatori indipendenti: gli IPPs (Independent Power Producers), le QFs (Qualifying Facilities) e gli EWGs (Exempt Wholesale Generators). controllavano, nel loro complesso, il 15% della capacità disponibile di cui il 68% ottenuta dalla cogenerazione. La California aveva, in particolare, incoraggiato lo sviluppo della categoria di produttori QFs riconoscendo loro dei trattamenti fiscali favorevoli e, in alcuni periodi, consentendo la definizione di prezzi di vendita dell'energia molto alti, basati su proiezioni non realistiche dei costi evitati (Leboeuf *et al.*, 1994).

obblighi di servizio delle IOUs erano regolati dall’Autorità di regolazione statale (CPUC – California Public Utilities Commission). Il modello di sistema elettrico che emergeva per la California, fortemente dominato dalla presenza delle grandi imprese private (IOUs), era del tutto in linea con la struttura proprietaria del settore elettrico, considerato in termini aggregati, dell’intero paese (Gilbert e Khan, 1996)¹⁰.

Con la legge AB (Assembly Bill) 1890, approvata il 23 Settembre del 1996, prende l’avvio in California il processo di ristrutturazione del settore elettrico. In questo modo, con un atto legislativo statale, si formalizzavano alcune delle proposte che erano emerse da un’indagine iniziata nel 1994 e condotta dall’Autorità di regolazione statale sul settore elettrico. A partire dal 31 Marzo 1998 e per la durata di quattro anni, indicata come "periodo di transizione", si doveva attuare la liberalizzazione di un mercato caratterizzato da un volume di scambi pari a \$23.000 miliardi.

Il processo di liberalizzazione richiedeva che le IOUs, imprese verticalmente integrate, attuassero una separazione societaria delle attività di generazione, trasmissione e distribuzione e che vendessero almeno la metà degli impianti a combustibili fossili, allo scopo di impedire loro l’esercizio del potere di mercato. Le IOUs dovevano inoltre vendere tutta la produzione al California Power Exchange (PX), organizzazione non-profit preposta al funzionamento del mercato all’ingrosso, senza poter stipulare contratti a lungo termine, allo scopo di favorire lo sviluppo e la stabilità dei mercati all’ingrosso dell’energia. Le IOUs erano inoltre tenute a cedere la gestione delle proprie linee di trasmissione, pur mantenendone la proprietà, ad un’altra organizzazione non-profit: il California Independent System Operator (CAISO) gestore della rete di trasmissione. Anche la vendita finale veniva liberalizzata per consentire a ciascun consumatore di scegliere il proprio fornitore pagando una tariffa di transizione (Competition Transition Charges-CTC) al fornitore che lasciava per consentirgli di coprire gli “stranded costs”. Al termine del periodo di transizione, veniva garantita una riduzione

¹⁰ Il governo federale aveva svolto, a partire dagli anni Venti, un ruolo determinante per consentire la presenza di un segmento pubblico nel settore. In quanto proprietario della maggior parte delle risorse idriche, aveva infatti favorito la creazione di cooperative rurali e la proprietà della utility elettrica locale, da parte delle municipalità. La crescita delle città si era poi accompagnata alla crescita delle imprese private (IOUs) che potevano più facilmente reperire finanziamenti e non incontravano, nello svolgimento della loro attività, il limite geografico della municipalità e, conseguentemente, neppure un vincolo allo sfruttamento delle economie di scala. Eccezione rilevante resta, in California, la città di Los Angeles che ha mantenuto la proprietà dell’impresa elettrica cittadina.

tariffaria del 20% rispetto alle tariffe dei consumatori finali e delle piccole imprese in vigore al 10 giugno 1996.

Non è tuttavia la divverticalizzazione del settore, prassi ormai seguita nella maggior parte dei paesi, a costituire un elemento di novità, bensì, un grado di decentralizzazione del mercato dell'energia e della funzione di dispacciamento mai attuate in precedenza. Si è provveduto, infatti, da un lato, a creare un sistema di mercati all'ingrosso: il mercato del giorno prima (*Day-Ahead market*), il mercato del giorno (*Day-Of-market*) e il mercato a termine per blocchi (*Block-forward market*)¹¹, posti sotto il controllo del California Power Exchange (CalPX), chiamati a definire in modo sequenziale prezzi e quantità, indicato come 'multisettlement system'¹², prima della fase di effettivo dispacciamento dell'energia elettrica. Dall'altro lato, il modello di ristrutturazione attribuisce all'operatore delle rete (CAISO) solo la funzione di affidabilità del dispacciamento di energia e non quella di ottimizzazione centralizzata dal momento che il CalPX e gli altri eventuali soggetti aggregatori di domanda e di offerta di energia (Scheduling Coordinators) operano un processo di self-scheduling presentando all'ISO delle schede bilanciate, che eguagliano l'offerta alla domanda. Il CAISO è inoltre responsabile del funzionamento del mercato in tempo reale, dei mercati dei servizi ancillari e della gestione della congestione. Se le offerte sono insufficienti a soddisfare questi servizi, che garantiscono la continuità e la stabilità del servizio, l'operatore di rete chiama a funzionare gli impianti vincolati da contratti stipulati in precedenza ed, in situazioni di emergenza, può fare ricorso anche ad acquisti di energia fuori dal mercato.

La regolazione del settore liberalizzato richiedeva di affidare alla FERC il controllo della trasmissione e dell'attività del gestore della rete e di quello del mercato all'ingrosso mentre alla CPUC era affidato il controllo della distribuzione e delle tariffe finali. Lo schema regolatorio adottato dalla CPUC e indicato come "Performance Based Rates" (PBR) aveva lo scopo di incentivare le imprese all'efficienza e alla riduzione dei costi utilizzando un meccanismo simile al price-cap. In base a questo meccanismo i ricavi totali o i prezzi unitari consentiti all'impresa venivano indicizzati con riferimento ad una misura dell'inflazione che

¹¹ Il mercato a termine per blocchi, operante dal mese di giugno 1999, per la copertura dei rischi di volatilità dei prezzi durante le ore di picco proponeva contratti fino a 12 mesi relativi. L'autorità di regolazione statale, il CPUC, aveva tuttavia limitato la possibilità delle IOUs di partecipare a questo mercato, definendo dei livelli quantitativi massimi sulla base di ipotesi di carico medio minimo.

¹² Il prezzo di mercato non vincolato per ciascuna ora (*Unconstrained Market Clearing Price-UMCP*), definito dall'intersezione tra le curve di offerta e di domanda aggregate, era di fatto il prezzo dell'energia. Solo in presenza di congestione il CAISO interveniva sui prezzi e sull'ordine di merito propostogli dal CalPX, definendo una tariffa di congestione che veniva usata per determinare i prezzi zonali dell'energia. Per un'analisi più dettagliata del funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia si veda Marzi (2001).

tenesse conto dei guadagni di produttività conseguiti dall'impresa (CPI-X) e ad un meccanismo di ripartizione (*Revenue Sharing Mechanism*), tra utenti e azionisti, delle variazioni conseguite in eccesso, o in difetto, rispetto ad un livello autorizzato del tasso di rendimento annuo sul capitale proprio¹³.

A solo cinque anni dall'approvazione della legge e a tre anni dalla sua attuazione, il mercato elettrico della California sta vivendo un periodo di grave crisi. I livelli elevati e la volatilità dei prezzi all'ingrosso, iniziata nell'estate 2000 e continuata fino all'aprile 2001, non sono tuttavia solo da ricondursi a fenomeni come l'aumento dei prezzi dei combustibili e l'aumento della domanda di energia elettrica che sono andati ad incidere su alcune caratteristiche fondamentali del settore elettrico, vale a dire la generazione insufficiente e i vincoli alla trasmissione¹⁴. Un ruolo rilevante viene infatti riconosciuto anche alle carenze strutturali dei mercati elettrici all'ingrosso disegnati dai legislatori e dalle Autorità di regolazione. Si sono così create le condizioni che hanno consentito l'esercizio del potere di mercato da parte degli operatori.

Costrette ad acquistare energia solo sul mercato a breve a prezzi elevati e a venderla ai consumatori a tariffe congelate (*rate-freeze*) molto inferiori, le IOUs sono andate rapidamente accumulando debiti fino a \$13 miliardi tra giugno e dicembre 2000. Nel gennaio 2001 lo stato della California ha dovuto intervenire acquistando direttamente energia per gli utenti finali che le IOUs non erano più in grado di fornire perché diventate insolventi. Lo stato ha stipulato

¹³ Il tasso di rendimento (ROE) è definito e annualmente modificato sulla base di un meccanismo di adeguamento che tiene conto delle variazioni dei tassi di interesse sui titoli obbligazionari più sicuri di tutte le Utilities.

¹⁴ L'aumento dei prezzi è, infatti, solo in parte giustificato dall'aumento dei costi dei combustibili e dei costi per l'acquisto dei permessi negoziabili di inquinamento. Il prezzo del gas naturale è raddoppiato, passando da \$2,5/MMBTU nel giugno del 1999 a \$5/MMBTU nel giugno 2000. Si tratta comunque della grandezza più facilmente misurabile e rappresenta solo il 20% dell'aumento dei costi totali dell'energia.

La domanda di energia, già crescente perché trainata dalla crescita economica della California ed in particolare da quella del settore tecnologico che richiede energia di alta qualità, ha presentato, nell'estate del 2000, numerose impennate a causa della temperatura estremamente elevata.

D'altra parte la generazione, che cresce invece a ritmi molto contenuti, ha subito una contrazione solo parzialmente giustificata dal fermo temporaneo e non programmato degli impianti, per interventi di manutenzione imprevisti e motivati dal fatto che più della metà degli impianti a combustibile fossile ha vita media superiore a 30 anni. Da quando l'Autorità di regolazione statale ha abbandonato il programma di pianificazione delle risorse energetiche lasciando al mercato le decisioni di localizzazione degli impianti, imponendo percorsi burocratici molto complessi anche per la presenza di vincoli legislativi alquanto stringenti per la tutela ambientale, la generazione è aumentata solo del 2% dal 1996 al 1999.

Il divario tra i livelli di domanda e la capacità disponibile, che ha rappresentato un tratto caratteristico del settore elettrico della California nell'ultimo decennio, sembra, in assenza di nuovi investimenti nella generazione, destinata ad aumentare e a rendere questo stato sempre più dipendente dalle importazioni nette, come si è già verificato nel corso dell'estate 2000. Ne consegue che anche la capacità di trasmissione, che analogamente a quella della generazione è sottoposta a molti vincoli, è destinata a diventare inadeguata anche a sostenere i flussi di interscambio con gli altri stati e non solo per la trasmissione all'interno dello stato.

contratti a lungo termine per \$43 miliardi proprio del momento in cui i prezzi erano ai livelli più elevati¹⁵. Anche per i consumatori finali i costi della ristrutturazione sono già molto evidenti. Oltre ai numerosi blackout, essi hanno infatti dovuto accettare l'aumento delle tariffe, rispetto al rate-freeze iniziale, per consentire alle imprese di coprire, almeno in parte, i maggiori costi sostenuti per l'acquisto dell'energia all'ingrosso, con un esborso complessivo su base annua pari a \$7 miliardi. Le temperature meno elevate e un maggior risparmio energetico hanno poi portato, nell'estate 2001, ad un domanda inferiore rispetto all'anno precedente, mettendo un'altra volta in discussione i programmi di espansione della capacità di generazione.

Gli obiettivi che regolatori e politici si proponevano di raggiungere sono stati pertanto completamente mancati. Una sintesi degli accadimenti di questo periodo, riportata nella tabella seguente, ci consente di cogliere meglio gli aspetti essenziali della crisi.

¹⁵ Il valore dei contratti stipulati è stato tenuto a lungo segreto per evitare, a detta delle autorità governative, il rischio di collusione tra i venditori. Attualmente il prezzo all'ingrosso dell'energia è inferiore a quello stipulato nei contratti a lungo periodo e lo stato sta ora cercando di rinegoziare i contratti.

Tabella 1: Cronologia della ristrutturazione del settore elettrico in California.

1994: La CPUC dà avvio ad un'indagine formale per ristrutturare il settore elettrico in applicazione delle leggi federali PURPA del 1978 e Energy Policy Act del 1992.

1996: La legge statale AB1890 che ristruttura il settore elettrico viene approvata.

1998: Il processo di ristrutturazione prende l'avvio. Il PX e il CAISO iniziano a funzionare. Tra l'agosto 1998 e il marzo 1999 i comitati di sorveglianza e i gruppi di analisi dei mercati del PX e del CAISO rilevano difficoltà nel funzionamento dei mercati.

1999, giugno: Il comitato di sorveglianza del CAISO chiede che le IOUs vengano autorizzate a stipulare contratti a lungo termine.

1999, luglio: La SDG&E ha completato il recupero dei propri stranded costs e ottiene l'autorizzazione dalla CPUC di applicare ai propri clienti i prezzi di mercato.

2000, aprile: Il prezzo del gas, che i produttori di energia devono acquistare, aumenta (da \$ 3/MMBTU fino a \$6/MMBTU in Novembre).

2000, maggio: Le temperature del periodo maggio-giugno sono tra le più elevate degli ultimi 100 anni.

2000, giugno: I prezzi dell'energia all'ingrosso sono triplicati o quadruplicati rispetto ai mesi corrispondenti dell'anno precedente e sono molto superiori alle tariffe finali, congelate per legge fino al 2002 o fino al recupero degli stranded costs. Le IOUs (PG&E e SCE) incominciano ad accumulare debiti. Solo la SDG&E, può trasferire i prezzi di mercato sui consumatori finali le cui bollette, in luglio, sono triplicate. In giugno, la PG&E è costretta ad interrompere, per la prima volta dall'inizio della sua attività, la fornitura a 100.000 utenti a San Francisco.

2000, agosto: I prezzi per l'acquisto dei diritti di inquinamento, che riflettono i costi degli impianti che operano con combustibili fossili, aumentano (da \$10 in giugno a \$45 in dicembre).

2000, settembre: La CPUC, sollecitato dal Governatore, reintroduce il blocco delle tariffe finali per gli utenti della SDG&E, 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.

2000, ottobre: La CPUC autorizza la SCE ad aumentare il proprio indebitamento a breve termine per continuare ad acquistare energia a prezzi più elevati delle tariffe imposte ai consumatori.

2000, novembre: Le IOUs (PG&E e SCE) chiedono alla CPUC di poter applicare i prezzi di mercato ai consumatori finali, avendo completato il recupero degli stranded costs, per recuperare i maggiori costi dell'acquisto dell'energia all'ingrosso. Il FERC riconosce in un documento (FERC, Nov. 2000) che sono le carenze di disegno del mercato all'ingrosso e gli interventi regolatori inadeguati ad avere determinato l'aumento dei prezzi.

2000, dicembre: Il CAISO dichiara più volte lo stato di emergenza 3 (la riserva di capacità scende al di sotto del 1,5% nei momenti di picco) Il Department of Energy (DOE - organo federale) ordina ai produttori che non operano in California di continuare a vendere sul mercato all'ingrosso californiano. LaFERC elimina il vincolo di acquisto obbligatorio per le IOUs, sul PX, consentendo la stipulazione di contratti a lungo periodo e impone un cap flessibile ai prezzi all'ingrosso (FERC, Order 2000).

2001, gennaio: Il CAISO ordina numerosi blackout a rotazione su tutto il territorio statale. Le IOUs sono prossime al collasso finanziario e non sono più in grado di acquistare energia. A fine gennaio il PX sospende l'attività dei mercati del giorno prima e del giorno. Per alcune settimane il DOE e i tribunali federali ordinano ai generatori della California di continuare a fornire energia elettrica poi il Governatore dichiara lo stato di emergenza e ordina al Department of Water Resources (DWR) di acquistare energia.

2001, febbraio: Lo stato della California continua ad acquistare energia e stipula contratti a lungo termine. Prende l'avvio un piano di risanamento finanziario delle IOUs che prevede l'acquisto da parte dello stato delle linee di trasmissione delle IUOs. L'accordo è raggiunto con la SCE che si impegna ad ottenere un contributo dalla società madre per coprire i propri debiti e a vendere, per 10 anni, l'energia prodotta in California solo all'interno dello stato.

2001, marzo: I blackout a rotazione continuano in tutto lo stato. La FERC ordina a 13 venditori di energia il rimborso di \$69 milioni per i sovrapprezzi imposti alle utilities in gennaio. La CPUC approva l'aumento delle tariffe finali, fino al 46%, a partire da giugno, delle due maggiori utilities che servono circa il 68% dell'utenza della California.

2001, aprile: PG&E dichiara la bancarotta. I titoli di stato californiani vengono abbassati nella valutazione di borsa (Standard&Poor's). La FERC annuncia un piano per mitigare i prezzi dell'energia ponendo un cap sui prezzi all'ingrosso che riflette il costo più elevato di produrre energia nei periodi in cui la riserva è inadeguata (inferiore al 7%).

2001, maggio: Lo stato approva la legge (SB 6x) che crea, nell'ambito del dipartimento dello State Treasury, la California Consumer Power and Conservation Authority (CCPCA), chiamata ad operare fino al 1.1.2007 con il mandato di costruire, possedere e gestire impianti elettrici, anche con privati, oltre che a finanziare gli investimenti per migliorare l'efficienza nella produzione di energia e i programmi di risparmio energetico.

Lo stato approva la legge(SBX2) che sospende il diritto dei consumatori finali di cambiare fornitore da agosto 2001 fino a gennaio 2003. Da quella data i consumatori potranno passare ad un service provider pagando un contributo che tenga conto dei costi che il DWR ha dovuto sostenere (inclusi i costi amministrativi e finanziari) per l'approvvigionamento dell'energia, nel periodo in cui l'hanno acquistata presso il DWR.

2001, giugno: ILaFERC estende il piano per mitigare i prezzi, introdotto in aprile, in tutte le ore di tutti i giorni per tutti gli stati occidentali. La CPUC mette a punto una struttura tariffaria, in applicazione della decisione di marzo, che può portare ad aumenti dei prezzi tra zero e 80%, a seconda dell'uso.

2001, luglio: Le temperature meno elevate e una maggiore attenzione al risparmio di energia dei consumatori porta ad una riduzione di domanda rispetto all'estate precedente. La minore domanda, una riduzione dei prezzi del gas naturale, il ritorno in funzione di numerosi impianti e l'avvio di 3 nuovi (1800Mw) spingono i prezzi all'ingrosso al di sotto del livello della primavera 2000. I prezzi sul mercato spot sono inferiori a quelli che lo stato paga per acquistare energia in base a contratti di lungo periodo.

2001, agosto: La CPUC propone un meccanismo per definire i livelli tariffari in modo da consentire il recupero dei costi sostenuti dal DWR per l'acquisto di energia.

2001, ottobre: La CPUC sospende il diritto dei consumatori a scegliere il proprio fornitore finale.

2001, novembre: : La CPUC presenta al tribunale fallimentare una proposta di riorganizzazione della PG&E, diversa da quella avanzata dall'impresa. Quest'ultima viene ritenuta un tentativo posto in essere dall'impresa per sottrarsi alla regolazione dell'autorità statale.

Fonte: The Congress of The Unites States, Congressional Budget Office, September 2001. Ns. elaborazione ed aggiornamento.

La struttura del mercato che ci si trova davanti ora è ben diversa da quella prevista dal piano di ristrutturazione e, ovviamente, anche da un'ideale mercato di concorrenza. Per risolvere la crisi lo stato ha finito per rafforzare sempre di più il proprio ruolo attribuendo la

competenza di acquirente di energia, a breve e con contratti a lungo periodo, ad un proprio dipartimento (DWR) e ha creato un nuovo organismo (California Power Authority) che ha la responsabilità di garantire una riserva di elettricità sufficiente ad impedire il ripetersi di situazioni (interruzioni del servizio o aumenti dei prezzi) analoghe a quelle che si sono verificate nei mesi scorsi. La presenza di questa istituzione sottolinea l'importanza che viene ora riconosciuta alla necessità di sviluppare piani strategici a breve e a lungo periodo per lo sviluppo degli investimenti in capacità ma anche la perdita di ruolo del regolatore statale.

I mercati dell'energia appena creati, sia all'ingrosso e che finale, sono stati sostituiti dagli acquisti di energia da parte dello stato (power procurement) e i prezzi finali dell'energia sono definiti con riferimento alle necessità finanziarie dello stato. In aggiunta a tutto questo pare evidente che molte delle scelte effettuate per risolvere la crisi si stanno già rivelando inadeguate. I contratti a lungo periodo sono stati stipulati troppo tardi, a prezzi troppo elevati e sono troppo numerosi e se non dovessero essere rinegoziati costringeranno i consumatori a pagare, per almeno un decennio, l'elettricità a prezzi molto più alti di quelli dei mercati all'ingrosso che sono già, a partire dall'estate 2001, al di sotto dei livelli precedenti la crisi. Anche la California Power Authority, a fronte di una minore domanda ha sospeso la decisione relativa alla costruzione di 31 impianti e sta valutando la possibilità di investire in progetti con energie rinnovabili e in programmi di risparmio energetico.

Restano così irrisolti due problemi di grande rilievo: il risanamento delle IOUs e la definizione di una nuova struttura del mercato elettrico.

Non ci proponiamo, in questo lavoro, l'approfondimento e la discussione delle cause che hanno portato al fallimento dell'esperimento elettrico californiano e che sono state ormai analizzate in diversi contributi (Borenstein *et al*, 2000; Joskow e Khan, 2001; Newbery, 2001; Harvey e Hogan, 2000). Rileviamo piuttosto che i fenomeni che hanno caratterizzato l'estate 2000 ci consentono di evidenziare le carenze strutturali del nuovo modello elettrico disegnato da legislatori e regolatori. E' pertanto sulle regole che sono state fissate per il funzionamento del nuovo sistema dei mercati all'ingrosso che si appunta la nostra attenzione.

2.2 Le Istituzioni della regolazione e il loro mandato: la Regulatory Governance.

Coerenza con il proprio mandato, responsabilità (accountability) e procedure decisionali corrette rappresentano, sulla base delle considerazioni sviluppate nel paragrafo 1.2, i tre criteri rilevanti per la valutazione della *regulatory governance* rispetto ai quali cercheremo ora di valutare le scelte condotte dalle autorità di regolazione a livello federale FERC e statale

CPUC per il settore elettrico della California. Prima della liberalizzazione del settore elettrico, un ruolo rilevante veniva esercitato anche dalla CEC (California Energy Commission), preposta alla pianificazione e alla attuazione della politica energetica dello stato, che concedeva le licenze per la costruzione di impianti con capacità superiore a 50 MW e si occupava dello sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e delle nuove tecnologie.

2.2.1 L'autorità federale: FERC.

L'Autorità federale FERC, come le altre autorità di regolazione indipendenti che caratterizzano il sistema statunitense, è nato dall'esigenza della Pubblica Amministrazione di disporre di un apparato dotato di grande indipendenza, responsabile delle proprie scelte e capace di conciliare gli interessi e le esigenze di gruppi diversi¹⁶.

L'autorità è un organo collegiale composto da cinque membri che restano in carica per cinque anni, a scadenze fisse e sovrapposte, e vengono nominati dal presidente degli Stati Uniti, sentito il Senato. Non più di tre membri possono appartenere allo stesso partito politico. Le modalità di nomina seguite legano inevitabilmente la FERC al partito del presidente in carica, ma tutelano anche le istanze del partito che si trova in quella legislatura all'opposizione e consentono inoltre una continuità nello svolgimento degli impegni dell'autorità che non viene rinnovata per intero. L'autorità dispone di un proprio ufficio legale che fornisce consulenze e servizi di mediazione e arbitraggio tra le parti in conflitto e che la rappresenta negli eventuali procedimenti legali.

La FERC opera quindi in modo indipendente nell'ambito del Dipartimento dell'energia (DOE)¹⁷ adottando politiche regolatorie dirette a promuovere lo sviluppo di mercati concorrenziali, a tutelare i consumatori e l'ambiente e a risolvere in modo giusto e veloce le dispute tra soggetti interessati.

¹⁶ Le Autorità indipendenti nascono intorno alla metà dell'ottocento quando alcuni stati decidono di demandare le competenze tecniche a commissioni dotate, almeno inizialmente, di ruolo consultivo. La progressiva attribuzione alle autorità di nuove competenze e l'abbandono della funzione solo consultiva portano alla creazione di un modello di regolazione dell'attività economica che diventerà poi oggetto di critica e di riforma. Il problema prevalente è quello del controllo della burocrazia federale che cresce con il crescere delle competenze attribuite alle autorità. Ciò porta, nel 1946, all'approvazione di una legge che prevede le procedure che le autorità devono seguire nell'assumere le decisioni e permette anche la revisione per via giudiziaria delle decisioni prese (Garcia, 2000).

¹⁷ La FERC oltre a regolare la trasmissione e la vendita all'ingrosso di energia, si occupa anche della trasmissione e della vendita del gas naturale e del petrolio nei commerci interstatali e della concessione delle licenze per i progetti idroelettrici

Il mandato della FERC, definito originariamente nel Federal Power Act (FPA) del 1935¹⁸, le impone come obbligo preminente, nel settore elettrico, di controllare i prezzi e le condizioni di vendita all'ingrosso e della trasmissione di energia e di assicurare che tali prezzi siano "giusti e ragionevoli e non indebitamente discriminatori o preferenziali" prevedendo eventuali rimborsi per le somme pagate in eccesso. La FERC ha, inoltre, l'obbligo di valutare le fusioni e i trasferimenti di proprietà che coinvolgono le public utilities. Infine, sia il FPA che il PURPA autorizzano la FERC a dividere il paese in distretti regionali (Regional Transmission Organisations – RTOs) per favorire l'interconnessione volontaria delle reti allo scopo di garantire un'offerta di energia elettrica abbondante.

Nel valutare i comportamenti della FERC, in termini di coerenza con il mandato ricevuto, non ci soffermeremo su quest'ultimo aspetto. Infatti, benché la creazione dei RTOs sia molto rilevante fini dell'eliminazione degli ostacoli alla trasmissione e pertanto anche alla creazione di mercati concorrenziali, l'autorità ha iniziato ad occuparsene solo recentemente (FERC, Order 2000) e inoltre è difficile dire quanto la situazione californiana ne sarebbe stata influenzata.

Un vero e proprio fallimento in termini di coerenza, rispetto all'impegno di assicurare prezzi all'ingrosso "giusti e ragionevoli", è invece considerato il comportamento che l'Autorità ha mantenuto nel periodo, compreso tra giugno 2000 e gennaio 2001, durante il quale i prezzi all'ingrosso sono stati estremamente elevati. A detta di molti, studiosi ed osservatori esperti di mercati elettrici, la FERC è intervenuta troppo tardi e, comunque, cercando di affidare al mercato stesso la soluzione dei problemi che si erano creati, ispirandosi ai principi politici dominanti a livello di governo federale. E' sufficiente ricordare che la FERC ha iniziato ad indagare sul funzionamento dei mercati all'ingrosso della California non di propria iniziativa ma in seguito alla richiesta, nel mese di luglio 2000, di una delle IOUs - la SDG&E - che, trovandosi a trasferire per prima gli aumenti dei prezzi all'ingrosso ai consumatori finali, aveva chiesto l'imposizione di un price-cap sui prezzi all'ingrosso. Solo alla fine di agosto, con prezzi ormai elevatissimi, la FERC ha avviato la propria procedura d'indagine.

¹⁸ Istituito nel 1977 con il Department of Energy Organisation Act, la FERC sostituisce la precedente Federal Power Commission di cui eredita il mandato originario. La regolazione dell'energia elettrica nasce fin da subito come federale, non solo per l'esistenza di collegamenti interstatali, ma soprattutto perché è il governo federale a possedere la maggior parte delle risorse idriche del paese. In particolare è proprio con il Federal Water Power Act del 1920 che viene istituita la Federal Power Commission.

Più in generale possiamo rilevare che la FERC ha delegato all'ISO, fino dalla nascita di questa istituzione, il compito fondamentale di monitoraggio dei mercati all'ingrosso, allo scopo di individuare gli abusi e i difetti di funzionamento. Ciò ha, inevitabilmente, rallentato la soluzione dei problemi che venivano, di volta in volta, identificati dall'ISO nei diversi mercati. L'Autorità si è peraltro difesa dall'accusa di fallimento rispetto al proprio mandato, anche recentemente, in un documento (FERC 2001a) in cui chiarisce la propria politica regolatoria ripercorrendo e reinterpretando gli interventi (order) emanati a partire dal mese di agosto 2000 fino a luglio 2001. Quali che siano le giustificazioni adottate, la prova innegabile del fallimento delle sue scelte, al di là dell'aumento dei prezzi all'ingrosso che riprenderemo nel prossimo paragrafo, resta il fatto che il PX, il mercato spot dell'energia, ha dovuto interrompere la propria attività nel mese di gennaio 2001 e non è prevedibile quando potrà riprenderla.

Diversa e del tutto positiva è invece la valutazione della performance della FERC relativa alla responsabilità (*accountability*) e alle procedure decisionali. Per quanto riguarda la prima, rileviamo che la funzione di supervisione dell'autorità federale, attraverso i vincoli di spesa, è attribuita al congresso degli Stati Uniti. Ogni anno la FERC presenta al congresso un rapporto annuale relativo all'anno fiscale trascorso e un rapporto con le previsioni di spesa per l'anno successivo. La FERC è tenuta anche a presentare al congresso un rapporto sulla performance dei mercati elettrici e dell'energia¹⁹ che, utilizzando diversi indicatori di performance, dovrebbe fornire offre una misura del successo nel raggiungere gli obiettivi (FERC,2000a). Questa modalità di controllo dell'attività della FERC è tuttavia solo all'esordio. Il primo rapporto sulla performance è stato presentato nel 2000, tuttavia - pur limitandosi a discutere in termini generali le caratteristiche dei diversi indicatori - rappresenta un passo avanti nell'aumentare l'*accountability* ma anche nell'aumentare la percezione dell'esistenza di nuovi controlli nell'ambito dell'autorità. Accanto a questo rapporto, l'autorità ne prepara un altro che fornisce una sintesi delle caratteristiche, dei risultati e delle priorità che si propone di perseguire in futuro (FERC, 2000b).

Anche sulle procedure decisionali assunte dall'autorità, la valutazione è positiva. La FERC formula le proprie decisioni, riferite a casi particolari o in forma di ordini che valgono per la generalità dei soggetti, seguendo un percorso che è noto e che favorisce il coinvolgimento di tutti coloro che sono interessati sia sollecitando le opinioni in forma scritta che organizzando

¹⁹ Il rapporto, relativo ad ogni anno fiscale, implementa la legge "Government Performance and Results Act" del 1993.

workshops e conferenze. Sempre a proposito delle procedure decisionali, vale la pena di ricordare che fin dal 1958 l'autorità ha sviluppato, in coerenza con le richieste della legge sulle procedure amministrative e utilizzando il proprio ufficio legale, un vero e proprio sistema di soluzione dei conflitti tra le parti interessate. In determinate situazioni, è infatti prevista la possibilità di ricorrere a diversi percorsi alternativi (ADR – Alternative Dispute Resolution) che il FERC offre in modo neutrale alle parti (FERC, Order 578, 1995). Alcuni di questi percorsi sono particolarmente veloci, informali, poco costosi e sostituiscono il ricorso ai tribunali. Un indicatore del successo di questa procedura, in termini di aumento del ricorso a soluzioni alternative viene illustrata nel rapporto annuale dell'autorità. Ci limitiamo qui a rilevare che nell'anno 2000 la percentuale di casi risolti con procedure alternative è stata pari all'80% circa e che anche i tempi medi di risoluzione tendono continuamente a ridursi (FERC 2000a).

2.2.2 L'autorità statale: CPUC.

L'autorità di regolazione dello stato della California, CPUC, è un organo collegiale composto da cinque membri nominati, per sei anni e a scadenze sovrapposte, dal Governatore dello Stato e confermati dal Senato della California. Anche l'autorità statale, come la FERC, dispone di un proprio ufficio legale per consulenze e servizi di mediazione e arbitraggio tra le parti in conflitto. Sono inoltre previste delle procedure particolarmente rapide nei casi in cui le somme contestate sono relativamente contenute.

Il mandato del CPUC è definito dal Public Utilities Code, ovvero dall'insieme delle norme che contengono disposizioni o compiti che la CPUC è tenuta a svolgere nell'ambito delle leggi esistenti²⁰. L'autorità statale ha numerose competenze poiché è chiamata a regolare le società private che operano nel settore elettrico, del gas naturale, delle telecomunicazioni, dell'acqua, delle ferrovie e del trasporto di passeggeri allo scopo di consentire ai consumatori di disporre di servizi sicuri a prezzi ragionevoli e di promuovere al contempo l'economia dello stato. Nel caso del settore elettrico, come per gli altri settori, la CPUC si propone il raggiungimento di questi obiettivi definendo degli standards per i servizi forniti, autorizzando le variazioni nelle tariffe finali e risolvendo i ricorsi dei consumatori contro le società fornitrici dei servizi. Inoltre, controlla che sui mercati non si verifichino comportamenti

²⁰ L'autorità, istituita nel 1911 con un emendamento alla Costituzione della California, aveva originariamente solo la competenza sulle ferrovie (Railroad Commission). Nel 1912, con l'approvazione della Public Utilities Act, le venne affidata la competenza a regolare anche gli altri servizi di pubblica utilità. Infine, nel 1946 venne ridenominata California Public Utilities Commission (CPUC).

anticompetitivi, che le relazioni tra le public utilities e le proprie affiliate siano corretti e che le fusioni e le ristrutturazioni di queste società non danneggino i consumatori.

Nel valutare il comportamento della CPUC, in termini di coerenza con il proprio mandato, rileviamo che l'autorità ha talvolta compiuto delle scelte regolatorie che hanno finito per danneggiare, in termini di continuità del servizio e dei livelli delle tariffe, i consumatori finali. Benché vincolato nelle proprie decisioni dalla legge di liberalizzazione del settore (AB 1890), che imponeva il rate-freeze per tutto il periodo della transizione, la CPUC non è intervenuta, se non a crisi inoltrata, su alcuni aspetti del mercato elettrico di sua competenza. Ci riferiamo ad interventi diretti sia a rendere più reattiva la domanda di energia, rispetto ai prezzi, che a favorire l'aumento dell'offerta. Infatti, gli interventi per alleggerire le procedure di approvazione di nuovi impianti o l'estensione della rete di trasmissione, che hanno rappresentato un vero e proprio ostacolo alla crescita della generazione e una concausa molto importante nel determinare una carenza di offerta nell'estate 2000, sono solo ora in corso di attuazione. In modo analogo, le politiche per rendere più flessibile la domanda, con l'avvio di programmi di risparmio energetico o volte a favorire l'introduzione dei contatori a tempo incominciano adesso ad essere attuate. Accanto ai mancati interventi di carattere generale, la CPUC è responsabile anche di altre scelte che si sono rivelate fallimentari perché inadeguate o effettuate in ritardo. Ci limitiamo qui a ricordare, tra le tante, due decisioni. La prima decisione si riferisce al limite posto alla partecipazione delle IOUs al mercato a termine per blocchi, creato dal PX in risposta alle esigenze di copertura dei rischi di volatilità dei prezzi durante le ore di picco, definendo dei livelli quantitativi massimi sulla base di ipotesi di carico medio minimo. In questo modo, con molto ritardo e comunque in misura insufficiente, si consentiva alle società di distribuzione dell'energia di acquistarla sul mercato a termine per tutelarle dai rischi di eccessivi aumenti dei prezzi. La seconda decisione, più clamorosamente in contrasto con il suo mandato, è stata quella di approvare gli aumenti delle tariffe finali, pari al 40% circa, a partire da giugno 2001. Quali che siano le giustificazioni addotte, è evidente che il CPUC ha contravvenuto il suo mandato di garantire agli utenti "prezzi ragionevoli". I prezzi attuali dell'elettricità non riflettono infatti i costi di produzione e neppure quelli di mercato ma sono legati ai costosi contratti a lungo termine stipulati dalla stato nel periodo dell'emergenza elettrica. E' del tutto evidente che chi sta pagando i costi legati ad una congiunzione sfavorevole, di errori regolatori e di disegno dei mercati elettrici con gli eventi negativi dell'estate 2000, sono soprattutto gli utenti, residenziali e non residenziali, con

conseguenze in termini di riduzione della produzione, dell'occupazione e dei consumi dell'economia dello stato della California non ancora valutabili.

Diversamente dal giudizio negativo che abbiamo espresso sulla coerenza della CPUC rispetto al proprio mandato, riteniamo che in termini di responsabilità (*accountability*) e di procedure decisionali anche l'autorità statale, come quella federale, meriti una valutazione positiva sia per la capacità mostrata nel coinvolgere le parti interessate che per il livello di informazione fornito.

La responsabilità formale della CPUC è nei confronti del Senato dello stato della California e del Governatore a cui presenta, nel dicembre di ogni anno, un rapporto che illustra i risultati sull'attività svolta e le proposte per il periodo successivo.

Per quanto riguarda invece il percorso decisionale seguito, rileviamo che le decisioni vengono assunte sia in forma di ordini generali, che definiscono le regole per un'intera classe di utilities, che come decisioni individuali, riferite a singoli casi. Le decisioni proposte sono aperte ai commenti di tutte le parti interessate, per almeno un mese, prima della decisione finale. E' inoltre consentito a chiunque di chiedere all'autorità di adottare, emendare o abolire delle politiche regolatorie che siano di "generale applicabilità". L'intenzione è quella di favorire una maggiore partecipazione alle decisioni, fornendo all'intera collettività l'opportunità di modellare le politiche regolatorie del CPUC. Infine, completiamo la valutazione positiva relativa ai percorsi decisionali ricordando che anche l'autorità statale, come quella federale, offre alle parti interessate, tramite il proprio ufficio legale, un'attività neutrale di mediazione e di arbitrato per la soluzione dei conflitti. Anche in questo caso, soprattutto per importi non molto elevati, la scelta di procedure alternative al ricorso ai tribunali, semplifica le procedure e riduce significativamente i tempi.

2.3 Regulatory incentives.

I criteri che consideriamo per valutare la performance della FERC e della CPUC, con riferimento agli aspetti della *regulatory incentives*, sono invece riconducibili a due caratteristiche desiderabili delle autorità di regolazione: la competenza (*expertise*) e l'efficienza. E' con riferimento a quest'ultima che iniziamo a valutare la performance delle autorità. Cercheremo di vedere come le scelte operate dalle autorità, statale e federale, abbiano condizionato l'efficienza nella fornitura dei servizi con particolare attenzione all'andamento dei prezzi sui mercati all'ingrosso e al dettaglio, al diffondersi della

concorrenza sui due mercati anche con riferimento all'ingresso di nuovi operatori, e all'andamento dei margini di riserva.

Come abbiamo anticipato nel paragrafo 2, è sul sistema di regole che sono state fissate per il funzionamento del nuovo sistema dei mercati all'ingrosso che si appunta la nostra attenzione perché sono l'espressione diretta delle scelte compiute dalle autorità di regolazione. Queste regole hanno finito per rafforzare, come si argomenterà più avanti, alcune caratteristiche dei mercati all'ingrosso che andavano invece contrastate allo scopo di fare emergere la *concorrenza* sia nella generazione che nella vendita.

Nella Tabella 2 sono illustrati i prezzi spot medi all'ingrosso. I prezzi sono triplicati e quadruplicati a partire dal mese di giugno 2000, se confrontati con quelli dei mesi corrispondenti, e nel mese di dicembre sono dieci volte più elevati di quelli dell'anno prima.

Tabella 2. Prezzi medi orari. Mercato del giorno prima (\$/Mwh)

	1998	1999	2000	2001
Gennaio	--	21,6	31,8	260,2
Febbraio	--	19,6	18,8	363,0 (ISO real time)
Marzo	--	24,0	29,3	313,5 (ISO real time)
Aprile	23,3	24,7	27,4	370,0 (ISO real time)
Maggio	12,5	24,7	50,4	274,7 (ISO real time)
Giugno	13,3	25,8	132,4	103,8 (ISO real time)
Luglio	35,6	31,5	115,3	62,6 (ISO real time)
Agosto	43,4	37,4	175,2	45,2 (ISO real time)
Settembre	37,0	35,2	119,6	35,0 (stimato)
Ottobre	27,3	49,0	103,2	
Novembre	26,5	38,3	179,4	
Dicembre	30,0	30,2	385,6	
MEDIA	30,0	30,0	115,0	

Fonte: Joskow, P. (2001b), *California electricity crisis*, MIT, september.

Come molti studi sottolineano con forza, l'andamento di questi prezzi è stato in larga misura l'esito dell'esercizio del potere di mercato da parte dei generatori che, un'improvvisa riduzione nell'offerta di elettricità in presenza di domanda inelastica e di un modello regolatorio inadeguato, ha reso possibile.

2.3.1 Il ruolo del CPUC.

Con riferimento al modello regolatorio, rileviamo subito che l'autorità statale è di fatto la vera responsabile del modello di mercato elettrico perché, nonostante alcuni compromessi

raggiunti in sede di trasformazione in legge della proposta, le regole di funzionamento e il disegno del mercato sono una sua elaborazione. Ci soffermiamo in particolare su tre scelte.

I vincoli transitori allo scambio posti in capo alle IOUs. L'obbligo di acquistare tutta l'energia sul mercato spot e real-time, senza ricorrere a contratti di lungo periodo, e la contemporanea richiesta di vendere gli impianti di produzione da combustibili fossili, ha costretto le IOUs ad acquistare l'energia solo a breve termine per fronteggiare le richieste coperte invece dai contratti con gli utenti. Si aggiunga che le previsioni di riduzione della domanda, per l'eventuale passaggio degli utenti ad altri fornitori, non si è verificata per la presenza del rate-freeze ha di fatto disincentivato gli utenti a cambiare fornitore²¹. In questo modo si è impedito alle IOUs di svolgere un'attività di risk management lasciandole senza copertura rispetto ai rischi di volatilità dei mercati spot. Ciò si è verificato fin dall'inizio, ogni volta che si sono verificate condizioni di scarsità dell'offerta, e in modo particolare nell'estate 2000.

Gli incentivi creati per tutelare l'affidabilità del sistema. L'introduzione di regole per garantire una elevata affidabilità ad un sistema così decentralizzato, remunerando in modo significativo l'energia offerta in tempo reale o quella acquistata dall'ISO fuori dal mercato (OOM), ha determinato uno spostamento dell'offerta e della richiesta di energia dai mercati del giorno prima e del giorno, al mercato in tempo reale. Questo mercato, disegnato per scambiare non più del 5% della quantità complessiva, si è trovato a controllare il 20-30% del mercato, diventando una sorta di "provider" di ultima istanza. Questo ruolo ha snaturato la funzione attribuita all'ISO, vincolato solo alla tutela dell'affidabilità del sistema, e ha reso difficile garantire l'affidabilità stessa.

La definizione del meccanismo di recupero degli stranded costs e il rate-freeze. La domanda finale di energia, già inelastica per le caratteristiche del bene, è diventata più rigida in seguito all'introduzione congiunta dei due meccanismi. Dal momento che gli stranded costs si determinano come differenza tra le tariffe congelate e tutti gli altri costi, ogni riduzione (o aumento) dei prezzi all'ingrosso permette di definire una componente più elevata (più bassa) per il recupero degli stranded costs, lasciando inalterata la bolletta dei consumatori. L'impossibilità di percepire gli aumenti di prezzo non spinge i consumatori ad adottare comportamenti efficienti per ridurre la domanda di picco e la domanda all'ingrosso diventa, a sua volta, meno reattiva.

²¹ Al 30 settembre 2000, gli utenti di ogni categoria che hanno cambiato fornitore rappresentano solo il 12% della potenza totale dello stato.

La definizione di un meccanismo di recupero degli stranded costs, legandolo alle tariffe finali congelate, ha creato un altro significativo impedimento al processo di liberalizzazione del settore. Nel segmento della vendita, la presenza di tali costi ha frenato, fin da subito, la spinta ad attrarre i consumatori da parte dei fornitori già presenti e, soprattutto, da parte dei nuovi entranti (Baumol *et al.* 1995; VanDoren 1998). Questi ultimi, che hanno preferito dilazionare il loro ingresso sul mercato al momento in cui il problema degli stranded costs sarebbe stato completamente risolto e la flessibilità dei prezzi effettiva, avrebbero potuto, a loro volta, favorire lo sviluppo dei mercati a termine per la copertura dei rischi.

Le numerose carenze del modello di mercato e del disegno regolatorio che abbiamo solo in parte illustrato ci portano ad una valutazione inevitabilmente negativa dell'attività svolta dall'autorità di regolazione statale. Come si diceva in precedenza, il "fallimento della regolazione", perché inadeguata alle caratteristiche del mercato, ha contribuito a creare le condizioni per l'esercizio del potere di mercato e ha concorso a determinare il "fallimento del mercato" che la regolazione stessa si proponeva di fare funzionare con modalità concorrenziali.

2.3.2 Il ruolo del FERC.

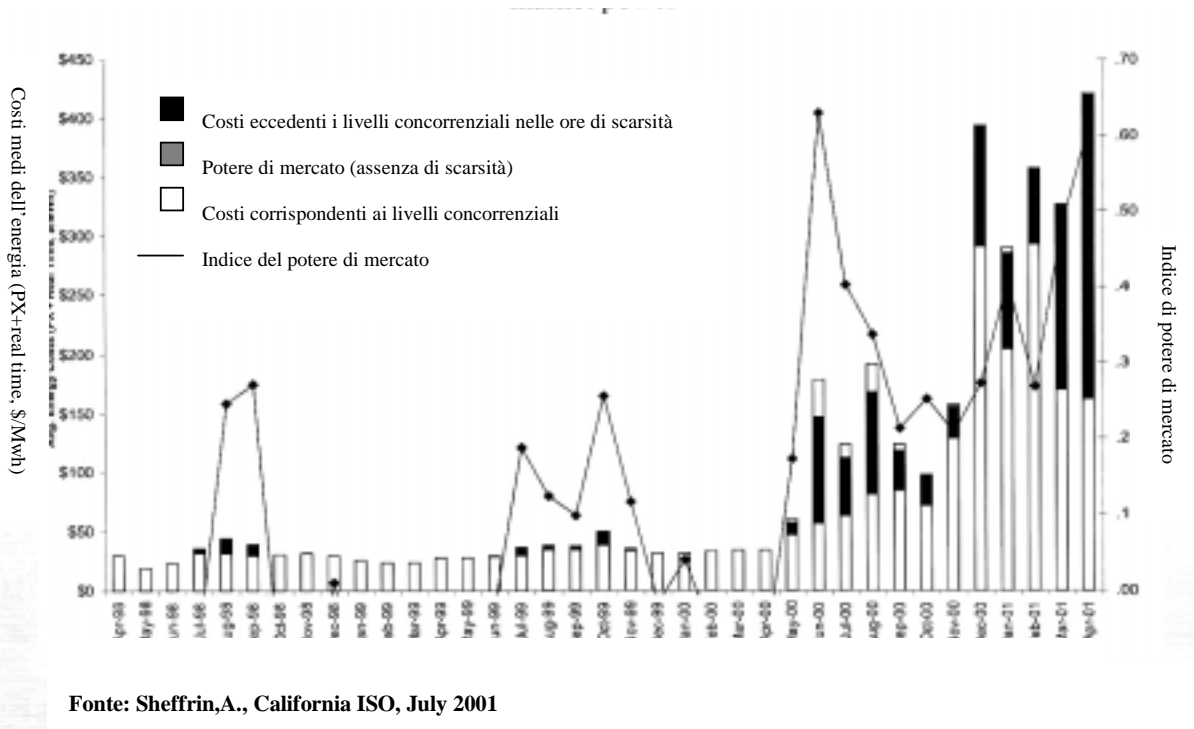
L'analisi dell'esercizio del potere di mercato che è stata adottata in numerose ricerche e che qui richiamiamo, non utilizza l'indicatore implicito delle quote di mercato della generazione che non ci fornirebbe, in questo caso, alcuna indicazione. Infatti, in seguito alla cessione volontaria degli impianti di generazione da combustibili fossili attuata dalle maggiori generatrici, con grande rapidità e oltre il limite indicato dalle autorità di regolazione, gli impianti risultano abbastanza equamente distribuiti tra sette imprese. L'indice scelto cerca, invece, di cogliere il comportamento dei partecipanti fornendo una misura dell'aumento sistematico dei prezzi al di sopra del costo marginale del sistema²². In altre parole, l'indice, calcolato su base mensile ed espresso in termini percentuali, misura di quanto si scostano i

²² Borenstein, Bushnell e Wolak (2000) hanno costruito un indice del potere di mercato, poi utilizzato anche dall'ISO, facendo riferimento alla definizione del potere di mercato proposta dal Department of Justice statunitense (DOJ 1992) e inteso come capacità di un operatore di mantenere a lungo i prezzi al di sopra dei livelli concorrenziali e trarne profitto. Questi studiosi hanno costruito una funzione di offerta aggregata, sulla base dei dati di costo e le caratteristiche degli impianti, e confrontandola con i livelli di generazione forniti dall'ISO, hanno determinato i prezzi orari concorrenziali che sono uguali ai costi dell'impianto marginale e vengono considerati i costi marginali dell'intero sistema. Dal confronto di questi con i prezzi effettivi è stato possibile calcolare il divario tra prezzi e costi e l'indice del potere di mercato. Secondo il DOJ, l'indice rivela la presenza di potere di mercato quando supera il 5%.

ricavi effettivamente percepiti sui mercati all'ingrosso da quelli che i generatori otterrebbero in condizioni concorrenziali (Borenstein *et al.*, 2000).

La figura 1, che segue, sintetizza l'andamento dei prezzi medi mensili dall'aprile 1998 all'aprile 2001, individuando i costi corrispondenti a livelli concorrenziali, quelli sostenuti nelle ore di scarsità e una componente riconducibile al potere di mercato. La presenza del potere di mercato è inoltre evidenziata dall'andamento dell'indice riportato nel grafico. Il grafico mostra che l'esercizio del potere di mercato non si manifesta in modo continuo, ma compare sempre quando la domanda è molto elevata. L'indice è stato più alto nell'estate del 1999 che in quella del 1998 ed è enormemente aumentato nell'estate 2000, raggiungendo un picco del 65% circa nel mese di giugno e poi ancora nel mese di aprile 2001.

Fig.1 Indice del potere di mercato



Fonte: Sheffrin, A., California ISO, July 2001

Benché l'esercizio unilaterale del potere di mercato non è considerato illegale, secondo la legge antitrust degli Stati Uniti, il risultato può portare a prezzi che non sono giusti e ragionevoli – come nel caso della California - e pertanto imporre alla FERC, sulla base del

FPA, di intervenire. Cosa che la FERC ha fatto, anche se con molto ritardo rispetto alle attese della maggior parte degli interessati e degli esperti di mercati elettrici²³, con un piano temporaneo per mitigare i prezzi a partire dal mese di giugno 2001 fino al mese di settembre 2002. L'ordine, emesso nel giugno 2001 (FERC, 19.6.2001), prevede l'introduzione di un cap sui prezzi all'ingrosso in tutte le ore di tutti i giorni e anche il rimborso a tutti i consumatori che hanno acquistato energia a prezzi considerati illegali. Tuttavia l'inazione della FERC nei mesi precedenti ha costretto le autorità statali della California a stipulare contratti a lungo termine per l'acquisto di energia ad un prezzo che era allora inferiore a quello del mercato spot. Questo prezzo si è rivelato molto presto più elevato sia dei prezzi spot che dei prezzi forward dei mesi successivi come pare evidente dalla tabella seguente.

Tabella 3. Costi stimati dell'elettricità (contratti stipulati dal CDWR)
\$/Mwh

	CDWR	NYMEX FUTURE
Giugno 2001	187,7	--
Luglio	204,5	--
Agosto	143,7	--
Settembre	140,3	--
Ottobre	120,0	33,0
Novembre	136,5	31,5
Dicembre	145,1	33,5
Gennaio 2002	117,8	32,5
Febbraio	112,3	31,5
Marzo	102,8	31,0
Aprile	99,7	32,0
Maggio	93,6	36,0
giugno	111,0	42,0

Fonte: Joskow, P. (2001b), *California electricity crisis*, MIT, september.

Questi sono i costi della mancata regolazione da parte della FERC che, per solo il mese di maggio, sono stati stimati in \$9 miliardi circa. Si chiede ora alla FERC, da più parti, di ritornare ad imporre prezzi fondati sui costi di produzione. Di fronte a questa richiesta ci pare opportuno rilevare che la scelta fallimentare della FERC non è stata quella di consentire agli operatori di applicare negli scambi di energia i prezzi di mercato, bensì di non avere esercitato un adeguato controllo di quelle condizioni che hanno consentito l'esercizio del potere di mercato. La preoccupazione di evitare l'esercizio di un potere di mercato verticale ha portato a trascurare la possibilità che si manifestasse invece un potere di mercato orizzontale.

²³ Cfr. Berg, S., *et al*, *Manifesto on the California electricity crisis*. Sottoscritto da 28 noti esponenti di università e istituti di ricerca.

La valutazione complessiva della performance in termini di efficienza delle autorità di regolazione che ci sentiamo di formulare è pertanto del tutto negativa. Non solo dopo avere osservato l'andamento dei prezzi e il mancato ingresso dei nuovi operatori ma anche con riferimento ad un altro indicatore di efficienza: la riserva di capacità. Più ancora che per gli investimenti di capacità in generale, per la riserva di capacità vale il quesito di chi debba occuparsene o se debba essere lasciata alle forze di mercato. Il regolatore può definire delle regole per imporre alle utilities di tenere a disposizione della riserva di capacità per fronteggiare la propria domanda di picco, minacciando l'applicazione di multe o definendo dei sussidi per favorire la costruzione di impianti per la riserva o può, invece, definire dei criteri per la remunerazione della capacità di riserva che incentivi i produttori a crearla. In California, diversamente da quanto avviene in altre parti del paese, non solo il modello regolatorio non ha previsto misure per creare riserve di capacità ma addirittura il metodo previsto per la remunerazione della riserva di capacità ha indotto comportamenti strategici dei produttori che hanno sistematicamente ridotto la loro offerta di energia sul mercato del giorno prima per massimizzare i profitti attesi. In termini percentuali, la riserva di capacità che nel 1993 aveva raggiunto il 15% circa, valore ritenuto adeguato per garantire l'affidabilità del sistema, è scesa attorno al 6-8% nel periodo 1995-1998 e, nel 2000, ha raggiunto un valore medio annuo del 3% circa. Quest'ultimo dato spiega la frequenza con cui è stato adottato lo stadio di emergenza 2 (riserva inferiore al 5%) e di emergenza 1 (riserva inferiore al 1,5%) che sono accompagnati da rischi di interruzione altissimi e che si sono tradotti, nella realtà, in numerose, estese e imprevedute interruzioni nella fornitura di energia.

Infine, per concludere la valutazione della performance, rileviamo che la valutazione dell'*expertise* discende quasi inevitabilmente dalle considerazioni svolte in precedenza. Se con questo termine ci riferiamo alla conoscenza che le Autorità devono avere delle caratteristiche strutturali, tecniche ed economiche del settore da regolare, unitamente alla capacità di predisporre gli strumenti adeguati a perseguire gli obiettivi dati, non possiamo fare altro che rilevare che anche in questo caso siamo in presenza di un fallimento della regolazione. La costruzione del modello e la definizione delle regole per il suo funzionamento fanno pensare che il regolatore statale non sia esperto in mercati elettrici soprattutto perché non è stato capace di affrontare i problemi di coordinamento che sono tipici di questi mercati e non ha saputo trarre vantaggio dalle esperienze internazionali. D'altra parte, il regolatore federale si sta occupando solo ora, dopo l'esperienza negativa del mercato della California, di definire i criteri generali per modellare i mercati all'ingrosso dell'energia. Questa valutazione

sembra essere condivisa dalle stesse autorità, almeno da quella federale. Nel bilancio preventivo dell'attività per il 2002 presentato al congresso degli Stati Uniti (FERC, 2001b), la FERC ammette esplicitamente la necessità di disporre di un numero più elevato di esperti che dispongano di conoscenze non solo accademiche del funzionamento dei mercati oltre e rileva l'opportunità di migliorare la tecnologia informatica per la gestione automatica delle informazioni che i processi di liberalizzazione in corso generano in numero sempre più elevato.

3. Considerazioni conclusive

L'analisi del ruolo delle autorità di regolazione nel processo di liberalizzazione del settore elettrico della California ci consente ora di sviluppare alcune considerazioni che riteniamo possano avere una valenza più generale e che si riferiscono sia alla definizione del modello e delle regole di funzionamento dei mercati elettrici che alla fase di transizione verso la concorrenza.

- Le scelte strutturali e regolatorie devono realizzare un coordinamento centrale, garantire la copertura dei rischi di volatilità dei prezzi all'ingrosso e creare incentivi per consentire l'ingresso di nuovi operatori.

Il modello messo originariamente a punto dal regolatore della California che prevedeva, da un lato, un sistema di mercati all'ingrosso, a partecipazione libera, per definire in modo sequenziale prezzi e quantità prima della fase di effettivo dispacciamento dell'energia elettrica e, dall'altro, l'attribuzione all'Operatore Indipendente delle rete, solo della funzione di affidabilità del dispacciamento di energia e non quella di ottimizzazione centralizzata non pare avere funzionato per nulla. E' emerso con chiarezza che i mercati per l'energia, per i servizi ancillari e per la gestione della congestione devono essere strettamente collegati con le operazioni in tempo reale e devono quindi operare e chiudere simultaneamente. Quando si disegna un mercato la scelta non è, pertanto, tra centralizzare o decentralizzare il coordinamento ma tra le regole da adottare per realizzare un coordinamento centrale.

Un'altra caratteristica del modello californiano, che si è rivelata del tutto inadeguata, è quella relativa alla completa assenza di una copertura dei rischi di volatilità che caratterizzano i mercati spot dell'energia. La creazione di mercati a termine e la possibilità di accedervi liberamente come pure la possibilità di stipulare contratti bilaterali per consentire la copertura

dei rischi di volatilità è, invece, indispensabile per il funzionamento del sistema di mercati all'ingrosso dell'energia.

Infine, rileviamo che nei mercati competitivi, la scelta della tipologia, della localizzazione e di quando costruire gli impianti non fa capo ai regolatori ma agli investitori privati che sopportano i rischi finanziari di eventuali scelte sbagliate. Mentre in un mondo di imprese verticalmente integrate sono i regolatori, operando per il tramite delle imprese, che si assumono tale responsabilità e che pongono il rischio delle scelte in capo agli utenti finali. Al momento dell'apertura alla concorrenza del settore, un'attenta valutazione del rapporto tra offerta (intesa come capacità di generazione e di trasmissione, ma anche della fornitura dei combustibili) e domanda è fondamentale per ridurre i costi legati ai difetti quasi inevitabili del disegno regolatorio. Il contesto economico e il disegno regolatorio devono incoraggiare le decisioni di investimento non solo definendo regole certe e semplici per l'approvazione dei nuovi impianti e della loro localizzazione, ma anche introducendo dei controlli sui prezzi che non impediscano il recupero dei costi operativi e non disincentivino ad investire. E' su questo punto che le decisioni del regolatore diventano rilevanti: una politica dei prezzi deve tutelare i consumatori ma mantenere gli incentivi alle imprese.

- La fase di transizione verso la concorrenza deve essere utilizzata per intervenire sulle imperfezioni e le incompletezze presenti nel disegno dei mercati elettrici.

Gli errori commessi nel disegno iniziale dei mercati possono rappresentare non solo un impedimento alla realizzazione di nuovi investimenti in capacità produttiva ma portare a situazioni che mettono a rischio l'affidabilità stessa del sistema. Lasciare i mercati solo all'operare della concorrenza, come ha fatto il regolatore federale durante la crisi californiana, può essere molto dannoso. I vantaggi della liberalizzazione del mercato elettrico possono essere rilevanti ma, se il disegno iniziale del mercato non è adeguato, si deve poter intervenire successivamente utilizzando gli strumenti della regolazione ed eventualmente ridisegnando le istituzioni del mercato e le competenze delle autorità stesse. Ci pare opportuno ricordare, a questo proposito, che un aspetto trascurato nell'analisi dei processi di liberalizzazione, soprattutto se avvengono in un contesto federale, è la possibilità che vi sia una sovrapposizione di competenze tra le diverse autorità di regolazione, statale e federale, se non una vera conflittualità tra loro poiché sono chiamate a rispondere a incentivi e a vincoli diversi. Si pensi al caso delle decisioni relative alla localizzazione di nuove infrastrutture in California, dove la liberalizzazione ha reso sempre più inadeguata la capacità di trasmissione.

La richiesta di consegnare grandi quantità di energia su lunghe distanze e di consentire un numero di transazioni estremamente elevato sulle reti esistenti, che non sono di certo configurabili come delle “superstrade dell’elettricità”, ha determinato gravi fenomeni di congestione²⁴ e sottolineato l’inadeguatezza delle reti attuali costruite per soddisfare solo le esigenze locali. La presenza di più autorità ha posto così in evidenza la necessità di ridefinire le competenze stesse per evitare i conflitti o il vuoto regolatorio. Attualmente, l’atteggiamento prevalente è quello di riconoscere quanto prima all’autorità di regolazione federale un ruolo preminente nella localizzazione delle reti, ora attribuita all’autorità statale.

A conclusione delle considerazioni svolte finora, ci pare opportuno sottolineare, in linea con altri studi (Gilbert e Khan, 1996), l’importanza che assume il comportamento delle autorità di regolazione nel percorso di liberalizzazione del settore elettrico. I risultati che abbiamo raggiunto nell’analizzare caso californiano ci confermano l’utilità di usare uno schema di valutazione della performance che individua nel modello regolatorio le componenti di *regulatory governance* e di *regulatory incentives*. Il fallimento della regolazione che abbiamo potuto osservare in California è stato, soprattutto, riconducibile a quelle scelte delle autorità di regolazione che hanno influenzato negativamente l’andamento dei prezzi e il diffondersi della concorrenza sui mercati elettrici. In altri termini, valutiamo la *regulatory incentives* delle autorità di regolazione in termini molto più negativi della loro *regulatory governance*.

Il caso della California e la più recente bancarotta di Enron spingono a ragionare sulla costruzione dei mercati elettrici e su quelli dei loro derivati finanziari²⁵ ma richiedono anche che la regolazione venga mantenuta (soprattutto nella fase di transizione) ed eventualmente rimodellata per tener conto della natura multisettoriale oltre che internazionale che le imprese vanno assumendo.

²⁴ Nel 2001 la congestione nella trasmissione è triplicata rispetto al 2000 (EEI 2001; Wolak 2001).

²⁵ Il commercio dell’energia elettrica non è sottoposto ai controlli, da parte delle autorità di regolazione, che sono previsti per le operazioni di brokeraggio in denaro, titoli e merci dal Commodities Futures Modernisation Act del 2000. A detta degli esperti ciò è da ricondursi all’attività di lobbying della società Enron (Khan e Gerth, 2001).

Riferimenti bibliografici

- Baldwin, R., Cave, M. (1999), *Understanding Regulation*, Oxford, Oxford University Press.
- Baumol W., Joskow P., Khan A. (1995), *Transition from regulation to efficient competition in electric power*, Edison Electric Institute.
- Berg, S., et al, (2001), *Manifesto on the California electricity crisis*, University of California, Berkeley, January,26.
- Better Regulation Task Force (2001), *Economic Regulators*, July, London, Crown Copyright.
- Borenstein S., Bushnell J., Wolak F.(2000), *Diagnosing market power in California's deregulated Wholesale Electricity Market*, University of California Energy Institute, Working Paper, August.
- Edison Electric Institute - EEI – (2001) *Federal siting authority: key to expanding electricity infrastructure*, September.
- FERC (1995), *Alternative Dispute Resolution*, Order n. 578, April.
- FERC (1999), Order n.2000, December.
- FERC (2000a), *State of the Markets 2000. Measuring Performance in Energy Markets Regulations*, March.
- FERC (2000b), *First Annual State of the Agency Report*, Fiscal Year 2000, October.
- FERC (2001a), Annual Report.
- FERC (2001b), *FY 2002 Budget Request to the Congress*, April.
- FERC (2001c), *Order on clarification and rehearing*, December.
- Garcia, L.(2000), *Se gli apparati amministrativi sono catturati dagli esperti... L'ironia della riforma delle telecomunicazioni*, L'Industria, n.1, pp.159-193.
- Gilbert R., Khan E. (1996), *Competition and institutional change in U.S. electric power regulation* in Gilbert R., Khan E. (a cura di) *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Harvey, S., Hogan, W., (2000), *Issues in the Analysis of Market Power in California*, October, , Center For Business and Government, Harvard University.
- Hirst, E.(2001), *The California Electricity Crisis. Lessons for Other States*, July, EEI.
- Hogan, W.(2001), *Electricity Market Restructuring: Reform of Reforms*, Cambridge, Center For Business and Government, Harvard University.

- Hunt, S., Shattleworth, G. (1996), *Competition and Choice in Electricity*, Chichester, John Wiley & Sons.
- Khan, J., Gerth, J., (2001), *Collapse of Enron may reshape the Battlefield of deregulation*, The New York Times, December, 4.
- Joskow P., Khan A. (2001), *A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California Electricity Market During Summer 2000*, January.
- Joskow, P. (2001a), *U.S. Energy policy during the 1990s*, MIT.
- Joskow, P. (2001b), *California electricity crisis*, MIT.
- Leboeuf, Lamb, Greene, MacRae (1994), *Competition, structural change and Regulatory reform in the US electric Utility Industry*, London, CRI.
- Levy, B., Spiller,P. (1996), *A framework for resolving the regulatory problem*, in Levy, B., Spiller,P.(a cura di) *Regulations, Institutions and Commitment*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Marzi, G., (2001), *Fallimenti del mercato e fallimenti della regolazione: il caso californiano*, L'Industria, n.2, pp.313-338.
- Newbery, D., (2001), *Regulating Unbundled Network Utilities*, Cambridge, Department of Applied Economics.
- North, D. (1990), *Institutions, Institutional change and economic performance*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Pontarollo,E., Oglietti,A. (2000a), *Criteri per la valutazione dell'attività delle Authorities*,L'Industria, n.4, pp.643-660.
- Pontarollo,E., Oglietti,A. (2000b), *La performance dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni: un primo esame*, L'Industria, n.4. pp.765-784.
- VanDoren, P.(1998), *The deregulation in the electricity industry. A primer*, Cato Policy Analysis n.320, October.
- Wolak, F.(2001), *Designing a Competitive Wholesale Electricity Market that benefits consumers*, Department of economics, Stanford University.