

***LA STIMA DI UNA FUNZIONE DI COSTO MEDIO PER POTENZIARE
L'EFFICACIA DELLA YARDSICK REGULATION NEL SETTORE DELLA
DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA: UNA SPERIMENTAZIONE SUL CASO
SVIZZERO*♣***

di

Roberto FAZIOLI

Dipartimento di economia – Università di Ferrara

E-mail: fazioli@sede.enea.it

e

Massimo FILIPPINI

Dipartimento di economia - Università della Svizzera Italiana

e

Center for Energy Policy and Economics - Politecnico federale di Zurigo

E-mail: massimo.filippini@lu.unisi.ch

e

Jörg WILD

Center for Energy Policy and Economics - Politecnico federale di Zurigo

E-mail: jwild@sozoc.unizh.ch

1. Introduzione

Da alcuni anni il settore elettrico sta mutando. Il processo politico ed istituzionale di integrazione europea non poteva che sfociare nell'integrazione di tutti i mercati nazionali. Sono quindi mutati sia i contorni del mercato di riferimento che le regole del gioco per le imprese elettriche. La portata di tale mutamento è nota: da un sistema di regolazione diretto,

* Si ringrazia l'Ufficio federale dell'energia e le imprese distributrici di energia elettrica per avere fornito i dati.

spesso focalizzato sulla proprietà dell'impresa verticalmente integrata nel settore e monopolista nel mercato nazionale, si è passati ad un sistema più aperto, coerente all'estensione sovranazionale del mercato di riferimento, fondato sull'accessibilità di più soggetti al mercato elettrico nazionale.

Il dibattito che ha accompagnato il processo di ridefinizione dell'offerta del settore elettrico è stato particolarmente complesso data la sua valenza di settore strategico sia per le imprese, in quanto input produttivo, sia per la collettività, in quanto elemento insostituibile di qualità e benessere della vita.

Anche all'indomani della pubblicazione del D.Lgs. 19/2/99 attuativo della direttiva 96/92/CE, quel processo non può certo dirsi concluso. Molti gli adempimenti informativi da espletare, molti i punti non ancora del tutto definiti. Il processo è comunque sostanzialmente avviato e, con esso, si sono aperte le prospettive di privatizzazione. Gli elementi fondamentali di questo processo di liberalizzazione sono: (1) l'introduzione dell'accesso di terzi alla rete, in virtù del quale le società di trasmissione e di distribuzione devono permettere di fruire della loro rete a prezzi ragionevoli e non discriminatori a tutti gli utenti del sistema elettrico e (2) la separazione e trasparenza della contabilità; questo significa separare contabilmente le attività di produzione, trasmissione e distribuzione delle imprese verticalmente integrate.

I processi di liberalizzazione non implicano la totale deregolamentazione del settore, bensì la definizione di un adeguato e certo quadro di regole all'interno del quale le imprese possano muoversi liberamente. In particolare, in considerazione del fatto che la regolazione economica è finalizzata alla protezione dei consumatori ed all'accrescimento del loro *welfare*, è indispensabile che il sistema di regolazione contenga incentivi finalizzati alla minimizzazione di costi soprattutto nelle parti del settore che mantengono la caratteristica del monopolio naturale, vale a dire la trasmissione e la distribuzione. Le aziende elettriche di distribuzione manterranno quindi, almeno nella funzione di trasmissione di energia elettrica, una situazione di monopolio e questo implica che le tariffe di utilizzazione della rete di distribuzione locale debbano essere regolamentate.

Rivolgendo la nostra attenzione all'individuazione della corretta forma di regolazione economica, è possibile osservare come nel settore della distribuzione elettrica, contrariamente alla generazione dove l'ancora esiguo numero di operatori impone l'adozione di metodologie quali la *price cap regulation* o la *cost of service regulation*, la molteplicità di imprese (soprattutto municipalizzate) può giustificare l'adozione di meccanismi di regolazione quali la *yardstick competition*.

Seguendo la proposta suggerita da Shleifer (1985), la *yardstick regulation* di un settore può essere costruita utilizzando i risultati della stima econometrica di una funzione di costo medio del settore in questione. L'obiettivo del presente articolo è quindi quella di stimare una funzione di costo medio per un campione di aziende elettriche di distribuzione e di suggerire quindi l'impiego dei risultati empirici quale strumento di regolazione economica.

L'indisponibilità di dati comparabili per le imprese italiane distributrici di energia elettrica e la volontà di affrontare la tematica dell'introduzione di sistemi di *yardstick regulation* in un settore ancora al centro di un animato dibattito di riforma e ristrutturazione dell'intero comparto, ha fatto propendere gli autori verso la scelta di svolgere l'analisi empirica impiegando dati riferiti alle diverse aziende elettriche che operano in Svizzera.¹ Ciò sottolinea la volontà puramente scientifica e di simulazione del presente esercizio empirico.

La nostra analisi viene sviluppata attraverso sei paragrafi. Dopo questa introduzione, il secondo paragrafo presenterà l'approccio della *yardstick regulation*. Nel terzo paragrafo saranno presentati il modello di costo medio impiegato e i dati utilizzati nella stima empirica. Il quarto paragrafo è dedicato alla presentazione dei risultati delle stime. Infine nel quinto paragrafo presenteremo le conclusioni.

2. L'approccio della Yardstick Regulation

Sul piano operativo, il processo di definizione di schemi di delega a terzi dell'offerta di servizi di pubblica utilità e di successiva regolazione dei comportamenti dei "delegati" all'erogazione di servizi di interesse pubblico finisce col dover affrontare almeno tre aspetti:

- (1) la definizione dei prezzi per l'utenza, cioè il sistema tariffario da imporre alle imprese regolamentate;
- (2) la struttura del settore, con la regolazione delle licenze da assegnarsi agli operatori ammessi ad operare nei diversi settori, con la definizione dei prerequisiti per avere accesso ad essi e con la definizione delle tecnologie ammesse;
- (3) la regolazione tecnico-qualitativa degli standard minimi dell'output del settore e delle tecnologie da impiegarsi.

L'approccio noto col nome di *Yardstick Regulation* si fonda sulla capacità di definire una metodologia di regolazione e valutazione dei comportamenti dei soggetti regolati tale da informare nuovi schemi contrattuali incentivanti l'efficienza. Si tratta, quindi, di affrontare un

¹ Per un interessante lavoro sui costi di distribuzione dell'Enel si veda di Scarpa (1998).

problema di incentivazione nei rapporti di delega, così come la teoria Principale-Agente ha enfatizzato, ed un problema di schema valutativo.

Innanzitutto, occorre tener conto dell'immanenza delle asimmetrie informative che caratterizzano l'offerta di servizi di interesse pubblico. Ciò complica inevitabilmente la soluzione dei problemi di controllo, coordinamento e valutazione di soggetti diversamente motivati preposti all'offerta di servizi pubblici. Il problema generale del controllo dell'offerta di *public utilities* da parte di soggetti privati (almeno dal punto di vista comportamentale) è concettualmente scindibile nei suoi aspetti *ex-post*, relativi alla misurazione e verifica delle performance delle organizzazioni regolate ed in aspetti *ex-ante*, relativi alla definizione delle regole e dei meccanismi istituzionali caratterizzanti l'offerta stessa. Si ripropone, così, la rilevanza della capacità tecnica e professionale che deve pervadere i soggetti preposti a tali funzioni, cioè le *public authorities* o agenzie di regolazione. Tali problematiche hanno spesso enfatizzato l'opportunità di rafforzare le possibilità di autocontrollo delle imprese regolate e le opportunità di potenziare il sistema di trasmissione e raccolta dell'informazione rilevante attraverso forme di competizione ed emulazione fra diversi soggetti operanti in modo più o meno monopolistico in ambiti paragonabili.

La strategia della *yardstick regulation* si basa proprio sulle opportunità di effettuare un monitoraggio sui costi, sulle tecnologie impiegate, sui livelli qualitativi dei servizi e così via, non tanto attraverso minuziose indagini all'interno di ogni soggetto regolato, bensì, potenziando i meccanismi di confronto fra le esperienze di più soggetti operanti nello stesso settore ma, magari, in ambiti geografici diversi e paragonabili [si veda Shleifer 1985 e Laffont e Tirole 1993]. Con riferimento alla teoria Principale-Agente, le tecniche di *yardstick regulation* consentono di restringere lo spazio delle asimmetrie informative in termini di costo fra regolato e regolante.

Normalmente, le tecniche di *yardstick regulation* sono applicate nel contesto della regolamentazione dei prezzi, cercando di amplificare gli effetti che una certa concorrenza più o meno emulativa potrebbe apportare al processo di monitoraggio, specie dei costi. Tale strategemma, dunque, cerca di estrarre dall'osservazione empirica delle diverse realtà comparabili una sorta di metro di misura (*yardstick*, appunto) da utilizzarsi per determinare il livello e la struttura standardizzata dei costi, della qualità dell'output, delle caratteristiche tecniche e così via. Ciò consente, fra l'altro, di valutare gli effetti di alcune variabili ambientali o istituzionali sulla dinamica dei costi (ad esempio, registrando una relazione stabile fra

densità di popolazione e costi dei servizi di trasporto), oppure di percepire e quantificare l'evoluzione nel tempo delle medesime variabili.

Si supponga, ad esempio, che l'ente regolatore conceda alle imprese private o pubbliche che operano in un settore d'interesse pubblico, un prezzo ammissibile (o un tasso di crescita ammissibile degli stessi) uguale ai costi medi di produzione rilevati (ovvero, pari al tasso medio di aumento dei costi delle materie prime) così come rilevato presso un campione composto da tutte le imprese soggette alla regolazione. Per ogni singola impresa, il riferimento sarebbe esogeno, dato che il proprio contributo alla definizione degli standard è tutto sommato marginale. Ciò agirebbe, pertanto, da incentivo alla riduzione dei propri costi, poiché l'aumento ammissibile del prezzo sarebbe virtualmente indipendente dai propri sforzi. La struttura d'incentivazione del sistema di *yardstick regulation* assume, quindi, le sembianze di un surrogato di quelle forze che, in un sistema di effettiva concorrenza, inducono alla massima efficienza tutti gli operatori [Shleifer 1985 e Laffont e Tirole, 1993].

Nell'ambito della *yardstick regulation* la stima di una funzione di costo medio da impiegare quale metro di paragone diventa quindi uno strumento molto interessante. La metodologie di stima dei costi standard è complessa e non può trovare spazio in queste pagine. Si rimanda, pertanto, alla letteratura specializzata [Fazioli, Fabbri, Filippini, 1996]. Tale metodologia di valutazione e controllo è assai ampiamente applicabile nel raffronto fra servizi pubblici erogati localmente da più soggetti, siano essi pubblici, misti o privati. Quanto più standardizzabili sono le condizioni d'offerta e quanto più paragonabili (dal punto di vista qualitativo più che quantitativo) sono le condizioni ambientali e di produzione, tanto più efficace sarà il monitoraggio su ampia scala delle singole performance locali, al fine di rinforzare i meccanismi d'incentivazione all'efficienza.

L'efficacia e l'efficienza del sistema di *yardstick regulation* sono tanto più considerevoli quanto più standardizzabili sono i servizi oggetto di monitoraggio e molteplici i soggetti indipendenti regolati. In effetti, la scarsità di questi ultimi amplia il rischio di collusione fra i regolati, cioè la loro possibilità di addivenire ad accordi su comuni comportamenti opportunistici ai danni del flusso informativo del regolatore. La stessa teoria Principale-Agente, del resto, sottolinea la superiorità dei processi di delega e monitoraggio in presenza di un numero notevole di agenti indipendenti [Laffont e Tirole 1993].

Un'ultima riflessione. Questa sintetica presentazione dei problemi della *economics of regulation* dovrebbe far riflettere sia sulla quantità e qualità di informazioni di cui l'organo regolatore deve disporre o essere in grado di reperire (sulla struttura dei costi del settore, sulla

domanda per i vari servizi, sulle tecnologie alternative, e così via), sia, soprattutto, all'efficacia dell'azione pubblica e dei suoi organismi costituenti.

3. Il modello di costo medio

Le funzioni di costo dell'industria di distribuzione elettrica hanno costituito oggetto di diversi lavori empirici.² In questi studi si provvedeva a stimare per un campione di imprese distributrici di energia elettrica una funzione di costo che includesse nei costi totali la spesa per l'acquisto di elettricità. Conseguentemente, non separando le attività di vendita da quelle di immissione in rete dell'energia acquistata, le suddette funzioni di costo non sono particolarmente adatte rispetto ai nostri obiettivi di *benchmarking*, ovvero di applicare l'approccio di regolazione delle tariffe di distribuzione fondato sugli strumenti di *yardstick competition*.

I costi operativi del sistema di distribuzione elettrica sono ravvisabili nei costi di costruzione e manutenzione del complesso delle linee di servizio, dei trasformatori e delle infrastrutture tecniche necessarie alla distribuzione e regolazione dei flussi. Tali costi dipendono da:

- Numero totale di clienti serviti;
- Domanda massima del sistema, che determina la capacità del medesimo;
- Dimensioni territoriali dell'area di distribuzione;
- Capacità dei trasformatori;
- Lunghezza delle linee di distribuzione;
- KWh complessivi venduti, che influenzano la rottura e l'usura dei trasformatori;
- Il prezzo del lavoro e del capitale.

Il totale dei kWh venduti può essere impiegato come indicatore dell'output, mentre il numero totale dei clienti, la dimensione geografica dell'area di distribuzione, la lunghezza delle linee di distribuzione e la capacità dei trasformatori possono essere classificate come variabili caratteristiche del network. Dato che le compagnie di distribuzione elettrica utilizzano il network per fornire i loro servizi, le caratteristiche dello stesso dovrebbero essere incorporate nel modello di costo. Secondo Salvanes e Tjøtta (1994), Burns e Weymann-Jones (1996) e Filippini (1996, 1997, 1998), nella specificazione del modello di costo è necessario

² Si veda a questo proposito Nelson and Primeaux (1988), Salvanes and Tjøtta (1994), Burns and Weymann-Jones (1996), Filippini (1996) e Filippini (1998).

includere un certo numero di variabili caratteristiche del network, in grado di riassumere in maniera sufficientemente precisa il sistema di distribuzione.

Per effettuare la nostra analisi abbiamo provveduto a specificare un modello con l'output misurato dal totale di kilowattora (kWh) immessi in rete. Questa specificazione del modello ci consente di stimare il costo medio di distribuzione.

Gli input impiegati dal sistema di distribuzione sono essenzialmente il lavoro ed il capitale. Assumiamo che i prezzi degli input e degli output siano esogeni, e che, data una determinata tecnologia, le imprese combinino i due input in modo da minimizzare i costi di distribuzione; in tal caso, il costo medio delle imprese operanti nel sistema di distribuzione elettrica può essere rappresentato dalla seguente funzione³:

$$AC = \frac{C}{y} = AC(y, w_l, w_c, SU, CU, LF, DAT, T) \quad (1)$$

dove C rappresenta il costo totale, AC rappresenta il costo medio di distribuzione per kWh, y rappresenta l'output misurato dal numero di kWh immessi in rete. w_c , e w_l sono rispettivamente il prezzo del capitale ed il prezzo del lavoro; SU è la dimensione territoriale dell'area di distribuzione, CU è il numero di clienti e LF il Load factor.⁴ Tali variabili sono state inserite nel modello per prendere in considerazione le caratteristiche dell'output. Inizialmente, erano state prese in considerazione altre variabili come la lunghezza in km delle linee principali e la capacità dei trasformatori; esse sono state successivamente scartate dato l'elevato grado di correlazione tra le stesse e y , correlazione che ha fatto sorgere un grave problema di multicollinearità. Da ultimo, T è un indice del livello di tecnologia approssimato dal trend temporale e DAT è una variabile qualitativa che assume il valore 1 per le aziende elettriche che possiedono delle linee ad alta tensione e 0 per tutte le altre.

Utilizzando la forma funzionale *log-log*, la (1) può essere espressa dalla seguente funzione di costo medio:

$$\ln \frac{AC_i}{P_{K_i}} = \beta_o + \beta_y \ln Y_i + \beta_{CU} \ln CU_i + \beta_{SU} \ln SU_i + \beta_l \ln \frac{P_{L_i}}{P_{K_i}} + \beta_{LF} \ln LF_i + \beta_T T + \beta_{DAT} DAT + \varpi_{it} \quad (2)$$

Essendo stata imposta l'omogeneità lineare dei prezzi dei fattori di produzione, il prezzo del capitale è stato considerato un **numerario**.

³ Per un'applicazione della stima di una funzione di costo medio si veda Hubbard e Dawson (1987).

⁴ Il load factor è un indicatore del grado di intensità di utilizzazione della capacità di distribuzione dell'azienda elettrica. Questo indicatore descrive l'andamento nel corso del tempo della richiesta di potenza elettrica. Più l'andamento della potenza elettrica richiesta nel corso del tempo è omogeneo, più alto sarà il grado di utilizzazione della capacità di distribuzione dell'azienda e minori saranno quindi i costi per unità distribuita.

Il presente studio utilizza una combinazione di serie temporali e dati *cross-section* relativi a 45 imprese di distribuzione elettrica svizzere per il periodo 1992-1996.⁵ Il modello è stimato per campioni *cross-section* di imprese di distribuzione pubbliche operanti in città svizzere. In Svizzera esistono circa 130 compagnie che potrebbero essere incluse in uno studio come il nostro; lo Swiss Federal Energy Office raccoglie i dati finanziari di un campione costituito solamente da 100 imprese. Comunque, parte delle compagnie presenti in tale campione non sono adatte in quanto l'ammontare di energia auto-prodotta è elevato: dato che la finalità del nostro studio è analizzare la struttura dei costi della distribuzione, le compagnie in cui i ricavi connessi alla vendita di energia autoprodotta superano il 20% del totale delle vendite sono state escluse.

La fonte primaria è stato quindi il Swiss Federal Office of Energy's *Finanzstatistik*; ulteriori dati sono stati raccolti attraverso un questionario spedito alle compagnie. Dopo lo svolgimento dell'inchiesta si è quindi provveduto a definire un campione costituito da 45 imprese di distribuzione elettrica per le quali erano disponibili tutti i dati richiesti dall'analisi. Essi includono il costo totale di distribuzione, i prezzi del capitale e del lavoro, la quantità di kWh immessa in rete, la domanda massima, il numero di clienti serviti e la dimensione territoriale dell'area di distribuzione. Tutti i prezzi, i costi totali ed i costi variabili sono stati rapportati al 1996, utilizzando il Consumer Price Index, e sono stati espressi in franchi svizzeri.

Per semplicità, il costo totale di distribuzione è stato eguagliato al totale delle spese così come riportato dalle compagnie, escludendo la spesa per l'acquisto di energia elettrica.⁶ Indici salariali medi annui sono stati stimati dividendo il costo del lavoro per il numero dei dipendenti. Seguendo l'approccio suggerito da Friedlander e Wang Chang (1983) e Filippini e Maggi (1993), il prezzo del capitale è stato calcolato dividendo il costo residuo del capitale per lo stock dello stesso. Il costo residuo del capitale è pari al costo totale di distribuzione meno il costo del lavoro. D'accordo con Callan (1992), lo stock di capitale è stato approssimato dal totale della capacità di trasformazione installata, misurato in kVA. Alcuni dettagli relativi alle suddette variabili sono presentati nella Tabella 1.

Tabella 1 – Statistiche descrittive

⁵ Si tratta di un nuovo campione di dati rispetto a quello impiegato da Filippini (1996, 1998).

⁶ Dato che attualmente l'attività di acquisto di energia elettrica assorbe una parte molto marginale delle risorse di un'azienda elettrica di distribuzione, si può assumere che i costi totali di gestione della rete di distribuzione siano uguali al costo totale riportato nei conti economici meno le spese per l'acquisto di energia elettrica.

Variabili	Unità di misura	1. Quartile	Mediana	3. Quartile
Costo medio totale di distribuzione	SwF. / kWh	0.05	0.07	0.10
Load factor		0.54	0.57	0.60
Elettricità distribuita	Milioni di kWh	84.95	108.30	196
Numero di clienti		7,762	10,538	17,217
Densità clienti	Clienti per km ²	3.65	6.17	12
Dimensione territoriale del servizio	ettari	1,130	2,290	5,995
Prezzo del lavoro	SwF. per lavoratore	77,109	96,304	114,680
Prezzo del capitale	SwF. per unità di capitale	66.3	90.4	122

4. I risultati empirici

Nel presente lavoro si è stimata la funzione di costo medio utilizzando il modello a effetti casuali (*random effects model*) che si basa su uno stimatore GLS.⁷ Il fatto che la funzione di costo medio (1) includa tra le variabili esplicative una variabile qualitativa che non varia nel tempo, esclude la possibilità di impiegare un modello ad effetti fissi.

La tabella 2 presenta i risultati delle stime OLS e GLS della funzione di costo medio *log-log* (2). La funzione stimata si presenta come *well behaved*. Molti dei parametri stimati sono statisticamente significativi e presentano il segno atteso in ambedue i casi.

Allo scopo di testare l'eventuale presenza di effetti individuali abbiamo utilizzato il test del moltiplicatore di Lagrange per *random effects model*. Il risultato di questo test ci porta a preferire il *random effects model* (GLS) al modello dei minimi quadrati ordinari (OLS).

Dato che sia il costo totale medio che le variabili dipendenti sono espresse in logaritmi naturali, i coefficienti sono interpretabili come elasticità.

L'elasticità dell'output è negativa e questo implica che un aumento nella produzione determina una diminuzione del costo medio di distribuzione. Ad esempio un aumento dell'1% dell'energia immessa in rete corrisponde una diminuzione del costo medio totale pari a circa allo 0.3%. L'elasticità del costo medio rispetto al numero di clienti e rispetto alla dimensione dell'area di distribuzione è positiva. Un aumento dell'1% del numero di clienti determina un aumento del costo medio di distribuzione di circa lo 0.15%, mentre un aumento della dimensione geografica dell'area del 10% provoca un aumento del costo medio di

⁷ In questo modello, il residuo ω_{it} è composto da due termini ($\omega_{it} = \alpha_i + \varepsilon_{it}$): una componente *white noise*, ε_{it} normalmente distribuita ($0, s_v^2$) ed una *one-sided component* (α_i). Per una presentazione delle tecniche econometriche da impiegare nella stima di regressioni lineari con dati panel si veda Hsiao (1986).

distribuzione di circa lo 0.08%. Contrariamente a quanto trovato da Filippini (1998), il coefficiente del *load factor* non è significativamente diverso da zero. Da ultimo, il coefficiente positivo riferito alla variabile DHT mostra che le aziende elettriche che gestiscono anche linee di trasmissione ad alta tensione presentano costi più elevati rispetto a quelle che possiedono solamente linee a bassa tensione.

**Tabella 2 : Risultati della stima della funzione di costo medio
(standard errors tra parentesi)**

Coefficienti	Modello (OLS) costo medio per kWh	Modello (GLS) costo medio per kWh
β_0	-6.104 *** (0.745)	-6.479 *** (0.311)
β_y	-0.352 *** (0.063)	-0.302 *** (0.062)
β_l	0.435 *** (0.032)	0.434 *** (0.031)
β_{CU}	0.221 ** (0.062)	0.166 ** (0.061)
β_{LF}	-0.254 (0.162)	-0.188 (0.157)
β_{SU}	0.081 *** (0.013)	0.080 *** (0.013)
β_T	0.001 (0.010)	0.008 (0.012)
β_{DAT}	0.229 *** (0.041)	0.248 *** (0.040)
R ²	0.54	0.55

*, **, ***: significativamente diversi da zero a livelli di confidenza del 90%, 95% e 99% .

Efficienza di densità e di scala

L'organizzazione a rete del processo produttivo del settore di distribuzione di energia elettrica, considerata nel modello di costo (1) grazie all'introduzione delle variabili CU e AS, ha permesso la distinzione di tre tipi di economie: le economie di densità, le economie di densità dei clienti e le economie di scala spaziali.⁸

Il concetto teorico di economie di densità descrive la relazione tra il costo medio di produzione e l'output prodotto, con la dimensione dell'area di distribuzione, il numero di clienti, il *load factor* ed i prezzi degli input mantenuti costanti. Questo concetto, ci permette

⁸ Nell'ambito della stima di una funzione di costo medio le definizioni di questi tre tipi di economie si differenziano da quelle impiegate in studi che stimano la funzione di costo totale. Si vede ad esempio Filippini (1998).

di accertare se il costo medio aumenta o diminuisce all'aumentare dell'output. Graficamente, le economie di densità sono rappresentate da una curva di costo medio che decresce all'aumentare dell'output.

L'espressione matematica che esprime il concetto di economie di densità è uguale all'elasticità⁹ della funzione di costo medio rispetto all'output¹⁰:

$$ED = \frac{\partial \ln AC}{\partial \ln Y} \quad (3)$$

Grazie alla formula (3) possiamo stabilire il grado di reattività dei costi a variazioni dell'output. Si parla di economie di densità allorquando si ottengono dei valori di ED inferiori allo zero; diremo che la produzione è caratterizzata da diseconomie di densità e dall'inesistenza di economie di densità per valori rispettivamente superiori e uguali a zero.

Il concetto teorico di economie di densità dei clienti descrive la relazione tra il costo medio di produzione e l'output, quando il numero di clienti aumenta in maniera proporzionale rispetto all'output. L'espressione matematica che esprime il concetto di economie di densità dei clienti è uguale a:

$$EDC = \frac{\partial \ln AC}{\partial \ln Y} + \frac{\partial \ln AC}{\partial \ln CU} \quad (4)$$

Si parla di economie di densità dei clienti allorquando si ottengono dei valori di EDC inferiori a zero; diremo che la produzione è caratterizzata da diseconomie di densità e dall'inesistenza di economie di densità per valori rispettivamente superiori e uguali a zero.

Le economie di scala spaziali riflettono la relazione tra il costo medio di produzione e l'output, quando la dimensione dell'area di distribuzione ed il numero di clienti aumentano in maniera proporzionale rispetto all'output. Il concetto d'economie di scala è di grande interesse in situazioni dove due aziende elettriche adiacenti decidono di effettuare una fusione. Matematicamente il concetto di economie di scala è uguale alla somma dell'elasticità della funzione di costo medio rispetto all'output, alla dimensione dell'area di distribuzione e al numero di clienti:

$$ES = \frac{\partial \ln AC}{\partial \ln Y} + \frac{\partial \ln AC}{\partial \ln CU} + \frac{\partial \ln AC}{\partial \ln SU} \quad (5)$$

⁹ Ricordiamo che l'elasticità misura la variazione percentuale di una variabile in risposta ad una variazione percentuale di un'altra variabile. In questo caso, l'elasticità è definita come la variazione proporzionale nel costo rispetto alla variazione proporzionale dell'output.

¹⁰ Si veda D.W.Caves, L.R.Christensen, M.W.Tretheway (1984), p. 474.

Si parla di economie di scala spaziali allorquando si ottengono dei valori di ES inferiori a zero, mentre per valori superiori o uguali a zero diremo che la produzione è caratterizzata rispettivamente da diseconomie di scala e dall'inesistenza di economie di scala.

La tabella 3 presenta le stime delle economie di densità, delle economie di densità dei clienti e delle economie di scala spaziali, valutate utilizzando le stime del modello GLS.

Tabella 3 – Economie di Scala e di Densità

	Modello
Economie di densità dell'output	-0.30
Economie di densità dei clienti	-0.14
Economie di scala	-0.06

Possiamo notare come tutti gli indicatori delle economie di scala, delle economie di output e delle economie di densità dei clienti siano inferiori a zero, da cui se ne deduce che la maggioranza delle compagnie di distribuzione elettrica svizzere opera a livelli inappropriati di scala e di densità. Questi dati confermano i risultati ottenuti da Filippini (1998).

Stima dei costi medi e yardstick regulation

I risultati della stima econometrica presentati nella tabella 2 possono essere impiegati nell'ambito della *yardstick regulation* per definire per diverse tipologie di azienda elettrica dei prezzi di riferimento da applicare nelle situazioni di accesso di terzi alla rete di distribuzione. Ad titolo di esempio, nella tabella 4 abbiamo voluto presentare alcuni valori di costo medio per quattro aziende di medie dimensioni, stimati sulla base dei risultati della stima econometrica del modello (2). L'ente regolatore potrebbe quindi utilizzare il modello (2) per definire dei prezzi ammissibili di vettoriamento dell'energia elettrica a livello locale.

Tabella 4 – Stima dei costi medi per alcune aziende elettriche

	<i>Output in Mio. Kwh</i>	<i>Clienti</i>	<i>Area distribuzione in ettari</i>	<i>Costo medio stimato Cts./Kwh</i>
Azienda 1	240	33000	2160	0.068
Azienda 2	460	40000	3200	0.056
Azienda 3	900	92000	5200	0.049
Azienda 4	1400	130000	3600	0.057

5. Conclusioni

In questo lavoro siamo partiti da una proposta operativa che riteniamo utile per il public regulator del settore elettrico. Tale proposta consisteva nel diffondere le procedure di stima di funzioni di costo, così da poter rafforzare le conoscenze e le informazioni in materia di struttura dei costi e di efficienza delle gestioni delle società di distribuzione dell'energia elettrica dal punto di vista delle *performance* economiche.

Si tratta di una proposta che, di fatto, consente di emulare una sorta di yardstick competition fra imprese che operano in un settore naturalmente condizionato da pervasivi elementi di monopolio strutturale naturale. Non essendo possibile, per tale ragione, ricorrere alla concorrenza nel mercato, e non essendo così semplice immaginare una efficace e frequente contendibilità del medesimo mercato, si ritiene utile cercare di attenuare le asimmetrie informative di cui soffrono *policy-makers* e *regulators* proprio attraverso la stima di funzioni di costo.

In questo lavoro abbiamo valutato la presenza di economie di scala che possono essere stimate attraverso la stima di una funzione di costo per un campione significativo di imprese operanti nel settore della distribuzione di energia elettrica in Svizzera, in ragione della disponibilità di dati affidabili e con la sola volontà di sperimentare una metodologia utile ai fini della volontà di suggerire strumenti per il *policy maker* e per il *public regulator*.

I risultati della stima sono di un certo interesse per quanto riguarda, soprattutto, le considerazioni di politica industriale di settore, effettivamente estendibili ad altri contesti, oltre a quello svizzero sul quale si è effettuato il lavoro empirico, in quanto le condizioni tecnologiche sono sostanzialmente le medesime. Tali risultati indicano l'esistenza di economie di scala rispetto all'output, oltre ad economie di densità rispetto all'utenza.

Le applicazioni di questi risultati sono evidenti nel dibattito che informa la ristrutturazione dell'industria elettrica in tutta Europa. Sia per quanto riguarda la necessità di rafforzare i meccanismi sanzionanti l'efficienza, sia per quanto concerne la definizione di tariffe di transito per l'energia elettrica.

Le osservazioni in materia di economie di scala e di densità inducono a ritenere quantomai necessario un processo di aggregazione degli ambiti di attività dei soggetti operanti nel settore della distribuzione. Il recente decreto Bersani col quale l'Italia ha avviato il sostanziale recepimento della direttiva comunitaria CE/92/96 in direzione di una progressiva apertura del mercato elettrico nazionale e di una radicale ristrutturazione dell'industria medesima, ha effettivamente raccolto il segnale della necessità di una riorganizzazione del comparto della distribuzione, sollecitando il superamento della eccessiva frammentazione territoriale degli ambiti di attività sottoposti a concessione. Probabilmente si poteva spingere ulteriormente in avanti il processo di aggregazione territoriale, ma solo ulteriori studi successivi alla realizzazione di tali indicazioni normative potranno illuminare sulle eventuali ulteriori necessità d'intervento nel comparto.

Bibliografia

- Burns, P. and Weymann-Jones T.G., 1996, Cost Functions and Cost Efficiency in the Electricity Distribution: a Stochastic Frontier Approach, *Bulletin of Economic Research*, 48, 42-64.
- Callan, S.J., 1991, The Sensitivity of Productivity Growth Measures to Alternative Structural and Behavioral Assumptions: An Application to Electric Utilities 1951-1984, *Journal of Business & Economics Statistics*, 9, 207-213.
- Caves, D.W., Christensen, L.R. and Tretheway, M.W., 1984, Economies of Density versus Economies of Scale: Why Trunk and Local Service Airline Costs differ, *Rand Journal of Economics*, 15, pp. 471-489.
- Fabbri, D., Fazioli, R., Filippini, M., 1996, *L'intervento pubblico e l'efficienza possibile*, Il Mulino, Bologna.
- Filippini, M. and Maggi, R., 1993, Efficiency and Regulation in the case of the Swiss Private Railways, *Journal of Regulatory Economics*, 5, 199-216.
- Filippini, M., 1996, Economies of Scale and Utilization in the Swiss Electric Power Distribution Industry, *Applied Economics*, 28, 543-550.
- Filippini, M., 1997, *Elements of the Swiss Market for Electricity*, Physica-Verlag. Berlin.
- Filippini, M., 1998, Are Municipal Electricity Distribution Utilities Natural Monopolies?. *Annals of Public and Cooperative Economics*, (forthcoming).
- Friedlaender, A.F. and Shaw-Er Wang Chiang, J., 1983, Productivity Growth in the Regulated Trucking Industry, *Research in Transportation and Economics*, 1, 149-184.
- Hsiao, C., (1986), *Analysis of Panel Data*, Cambridge University Press, New York.
- Hubbard, L.J. and Dawson P.J., 1987, Ex ante and ex Post long-run average cost functions, *Applied Economics*, 19, 1411-1419.
- Laffont, J.J., and Tirole, J., 1993, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- LIMDEP, 7.0, 1998 (Econometric Software, Inc., Belpport, NY).
- Nelson, R.A. and Primaux, W.J. Jr., 1988, The Effects of Competition on Transmission and Distribution Costs in the Municipal Electric Industry, *Land Economics*, 64, 338-346.
- Salvanes, K.G. and Tjøtta, S., 1994, Productivity Differences in Multiple Output Industries: An Empirical Application to Electricity Distribution, *The Journal of Productivity Analysis*, 5, 23-43.
- Scarpa C., 1998, I costi della distribuzione dell'energia elettrica in Italia, *Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente*, anno XLI, n.3/.
- Swiss Federal Office of Energy, various years, *Finanzstatistik*, Bern.
- Shleifer, A., 1985, A Theory of Yardstick Competition, *Rand Journal of Economics*, 16, 319-327.