

**Energia**

## La regolazione delle reti elettriche in Italia

sesta parte (1)

A cura di ANIE Confindustria

**Dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano ha progressivamente messo a punto regole e meccanismi che lo qualificano come una best practice a livello europeo.**

**C** **ONSIDERAZIONI CONCLUSIVE**  
Le reti di trasmissione e distribuzione, il cui costo rappresenta una componente relativamente modesta del costo totale dell'elettricità (in Italia, ad oggi, per i consumatori finali pesano poco meno del 15% della loro bolletta elettrica), sono imprescindibili ai fini del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che l'Europa e l'Italia si sono poste. Il loro ammodernamento ed efficientamento ha altresì un effetto determinante sia sulla riduzione del prezzo all'ingrosso che si forma nel segmento della generazione, che costituisce la principale voce del costo complessivo del servizio elettrico, sia sulla continuità e qualità del servizio. A ciò, si deve aggiungere che reti di trasmissione e di distribuzione efficienti sono imprescindibili ai fini della continuità e qualità del servizio, e del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che l'Europa e l'Italia si sono poste. Vista l'importanza cruciale dei servizi di rete, la caratteristica più importante dei meccanismi regolatori della trasmissione e

della distribuzione è il loro impatto sugli investimenti. A questo proposito, dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano si è dimostrato tra i più avanzati a livello europeo. In particolare:

- la ripartizione del rischio tra consumatori e imprese, attraverso il doppio meccanismo di price-cap per la copertura dei costi operativi e di rate-of-return regulation per i costi di capitale, è coerente con l'obiettivo di incentivare comportamenti efficienti nelle attività su cui le imprese hanno controllo senza imporre su di esse rischi su cui non hanno controllo, il cui costo avrebbe dovuto altrimenti essere trasferito ai consumatori;
- l'integrazione del meccanismo di price-cap con uno di profit sharing, è coerente con l'obiettivo di ottenere dalle imprese riduzioni dei costi, trasferendone ai consumatori il beneficio nella forma di tariffe più basse;
- articolati meccanismi di premi e punizioni a fronte del raggiungimento o del mancato raggiungimento di obiettivi predefiniti, incentivano le imprese regolate a continui mi-

(1) Quinta parte fascicolo Elettrificazione 709 Gennaio Febbraio

gliamenti della qualità del servizio. Tale quadro regolatorio si è dimostrato adeguato ad attrarre gli ingenti investimenti necessari all'ammodernamento della rete elettrica italiana, a indurre i gestori a comportamenti efficienti e a migliorare la qualità dei servizi di trasporto. Per quel che concerne la trasmissione, nell'ultimo decennio, in Italia, la domanda dei servizi da questa offerta si è modificata radicalmente, per effetto del rapido processo di ammodernamento del parco di generazione e dell'incremento significativo della produzione da fonti rinnovabili, in particolare eolico e solare, la cui disponibilità è volatile e limitatamente prevedibile, se non con anticipo molto breve, mentre gli impianti di produzione sono di taglia sensibilmente più piccola rispetto agli impianti termici, e maggiormente distribuiti sul territorio.

Dunque, ai tradizionali obiettivi di sviluppo della rete, guidati dalla rimozione dei colli di bottiglia tra le aree e ad una maggiore interconnessione con i sistemi elettrici esteri, si sono aggiunti nuovi capitoli legati alla maggiore complessità nella gestione del sistema.

A questi cambiamenti è stato fatto fronte con un massiccio piano di investimenti in parte già realizzati e in parte in corso di realizzazione. Le evidenze disponibili segnalano un aumento della capacità di interconnessione con l'estero e una riduzione dei fenomeni di congestione all'interno del Paese. Ciò si sta traducendo in una diminuzione della variabilità geografica dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Parallelamente, sono stati ottenuti significativi incrementi della qualità del servizio e una riduzione dei costi per i servizi di dispacciamento necessari all'esercizio del sistema elettrico in condizioni di sicurezza.

Imperfezioni nei meccanismi istituzionali che governano l'espansione della capacità di generazione, in particolare rinnovabile, e mancato coordinamento con l'autorizzazione di nuove infrastrutture di rete, hanno determinato difficoltà e colli di bottiglia che si sono tradotte in limitazioni indesiderate della produzione eolica. In pochi anni il fenomeno si è ridotto radicalmente, grazie agli investimenti sulle reti in alta tensione nelle zone in cui gli impianti eolici sono situati. Inoltre, alcune innovazioni normative e regolatorie fanno prevedere un miglioramento del coordinamento futuro delle

decisioni di investimento in generazione e in trasmissione.

Nonostante l'intensa attività di investimento, dal confronto internazionale emerge come, a fronte di una qualità del servizio comparabile a quella dei migliori paesi europei, il costo per utente del servizio di trasmissione, in Italia, sia in linea con Spagna e Portogallo, mentre risulta inferiore, rispettivamente del 6% e del 36%, rispetto a Francia e Gran Bretagna. In valore assoluto, e solo considerando le principali 10 opere realizzate da Terna dal 2005 ad oggi, i benefici per il sistema in termini di minori costi generati (2,1 miliardi di euro) hanno già più che compensato l'investimento sostenuto (circa 1,8 miliardi di euro).

Anche il servizio di distribuzione ha subito importanti cambiamenti. In primo luogo la qualità del servizio di distribuzione è migliorata dramaticamente attestandosi ad oggi tra le più elevate a livello europeo. In secondo luogo l'installazione su ampia scala di smart meters, anticipando un trend europeo, ha consentito risparmi nei costi di gestione della clientela, trasferiti ai consumatori nella forma di riduzione tariffarie, ed ha reso possibile l'applicazione di strutture di prezzo da cui ci si attendono benefici in termini di riduzione delle emissioni, utilizzo efficiente dell'energia elettrica e contenimento dei costi futuri di investimento in infrastrutture di trasporto e generazione.

Inoltre gli investimenti in distribuzione hanno consentito alle reti italiane di ospitare una quantità crescente di generazione da fonti rinnovabili: ad oggi, sono stati già connessi alla rete di distribuzione oltre 500 mila impianti.

Come per la trasmissione il confronto internazionale dei costi di distribuzione evidenzia che, nonostante gli ingenti investimenti, l'Italia esibisce i costi di distribuzione per utente più bassi d'Europa. I meccanismi regolatori delle tariffe di distribuzione hanno trasferito nelle bollette elettriche degli italiani tra 7 e 8 miliardi euro di risparmi in termini di minori costi tra il 2000 e il 2012. In definitiva la nostra analisi suggerisce che il quadro regolatorio italiano delle attività di distribuzione e trasmissione in Italia è, sia dal punto di vista del disegno sia degli effetti pratici, efficiente, efficace e privo di elementi di iniquità dal punto di vista della ripartizione della ricchezza tra consumatori ed imprese.

Non mancano tuttavia importanti sfide future:



in modo particolare, l'espansione della capacità di generazione da fonte rinnovabile, per lo più collegata alle reti di distribuzione, richiederà una notevole quantità di investimenti nei prossimi anni. Per il solo settore della distribuzione, secondo uno studio pubblicato da ANIE Energia e realizzato dal Politecnico di Milano, il mercato delle smart grids potrebbe valere da qui al 2020 dai 3 ai 10 miliardi di € in investimenti nel nostro Paese. Per il settore della trasmissione, ammontano a 8 miliardi di euro gli investimenti previsti nei prossimi anni dal Piano di Sviluppo della rete, parte dei quali dedicati all'integrazione delle fonti rinnovabili.

A questo riguardo sarà cruciale, ai fini del contenimento dei costi per i consumatori, l'introduzione di più efficaci meccanismi di coordinamento delle strategie di sviluppo del parco di generazione, di quelle di sviluppo del sistema di trasmissione e distribuzione e delle misure per promuovere la flessibilità della domanda di energia elettrica. In assenza di tale coordinamento vi è un elevato rischio che investimenti in sviluppo delle reti basati su aspettative circa l'evoluzione del parco di generazione che poi non si realizzano si rivelino inutili.

Per garantire che questi investimenti siano realizzati, è necessario assicurare agli operatori di settore una remunerazione del capitale investito adeguata, che rifletta sempre il vero costo del capitale delle imprese, soprattutto in una perdurante situazione di crisi finanziaria. Dal confronto internazionale proposto, tuttavia, emerge che le ultime scelte regolatorie e fiscali, abbiano avuto come conseguenza quella di determinare un livello di remunerazione inferiore rispetto agli altri grandi paesi europei, col rischio che gli investitori preferiscano finanziare altre imprese a discapito di quelle italiane. Ad esempio, il vanilla WACC reale (tasso di remunerazione calcolato al netto delle componenti fiscali, al fine di consentire un confronto omogeneo) in Italia è pari al 4,1%, livello allineato a quello tedesco e sensibilmente inferiore a quello inglese (4,7%) e a quello francese (4,4%).

Tuttavia, l'elemento più importante ai fini del contenimento del costo della distribuzione e della trasmissione in Italia, e quindi dei prezzi pagati dai consumatori di elettricità in futuro, è a nostro avviso il mantenimento delle condizioni di stabilità del quadro regolatorio che hanno prevalso sino ad oggi.

## APPENDICE TECNICA SULLA REGOLAZIONE

### La formula completa del price cap

Formula Price cap distribuzione e trasmissione (ANNO 2012: base per il nuovo periodo regolatorio):

$$COR_{12} = (COE_{06} \cdot \frac{Q_{11}}{Q_{06}} + \frac{4}{6} PS1_{06}) \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} \cdot PS2_{10} \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$$

dove:

$COR_{12}$  = livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012;

$COE_{10}$  = livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2010;

$PS1_{06} = 0,5 \cdot \max \{COR_{06} - COE_{06}; 0\}$  valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'X-factor applicato nel TPR, delle maggiori efficienze conseguito nel secondo periodo di regolazione e lasciate in capo agli esercenti;

$RPI_{07}$  = tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del pricecap nell'anno 2007, pari a 1,7%, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;

$X_{NPR}$  = l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione;

$RPI_i$  = tasso annuo di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del pricecap, che assume valore pari a 1,7% per l'anno 2008, 2,4% per l'anno 2009, 2,4% per l'anno 2010, 0,809% per l'anno 2011 e sarà fissato pari al tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, per il periodo giugno 2010 - maggio 2011 per l'anno 2012;

$\frac{Q_{11}}{Q_{10}}$  = variazione del vettore delle variabili di scala rilevanti tra il 2010 e il 2011

$$PS2_{10} = 0,5 [COR_{10} - \frac{6}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_i) \cdot \prod_{i=08}^{10} (10 + RPI_i) - COE_{10}]$$



maggiori efficienze conseguite nel TPR e lasciate in capo agli esercenti.

Se  $PS_{210}$  è minore di zero, il recupero di efficienza del terzo (2008-2011) periodo regolatorio non viene aggiunto in formula e la formula diventa:

$$COR_{12} = (COE_{06} \cdot \frac{Q_{11}}{Q_{06}} + \frac{4}{6} PS_{106}) \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i)$$

## BIBLIOGRAFIA

- Ajodhia, V., Lo Schiavo, L., and Malaman, R., 2006. Quality regulation of electricity distribution in Italy: an evaluation study. *Energy Policy*, 34 (13), 1478-1486.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2007. Deliberazione Arg/elt 333/07: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2007b. Deliberazione Arg/elt 333/07: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2008. Deliberazione Arg/elt 99/08: Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive X TICA).
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2010. Deliberazione Arg/elt 39/10: Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011a. Deliberazione Arg/elt 52/11: Avvio di procedimento per la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011b. Deliberazione Arg/

elt 196/11: Revisione, in vigore dal'1 gennaio 2012, dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, di cui alla tabella 4, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, n 108/09 (TIS).

- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011c. Deliberazione Arg/elt 199/11: Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011d. Documento di Consultazione 29/2011: Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011e. Documento di Consultazione 34/2011: Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2011f. Deliberazione ARG/elt 199/11.
- Disposizioni per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2011g. Deliberazione ARG/elt 12/2011.
- Valutazione e graduatoria dei progetti pilota relativi a reti attive e smart grids, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2011h. Deliberazione ARG/elt 196/11.
- Revisione, in vigore dal'1 gennaio 2012, dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, di cui alla tabella 4, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, n 108/09 (TIS).
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 2011,

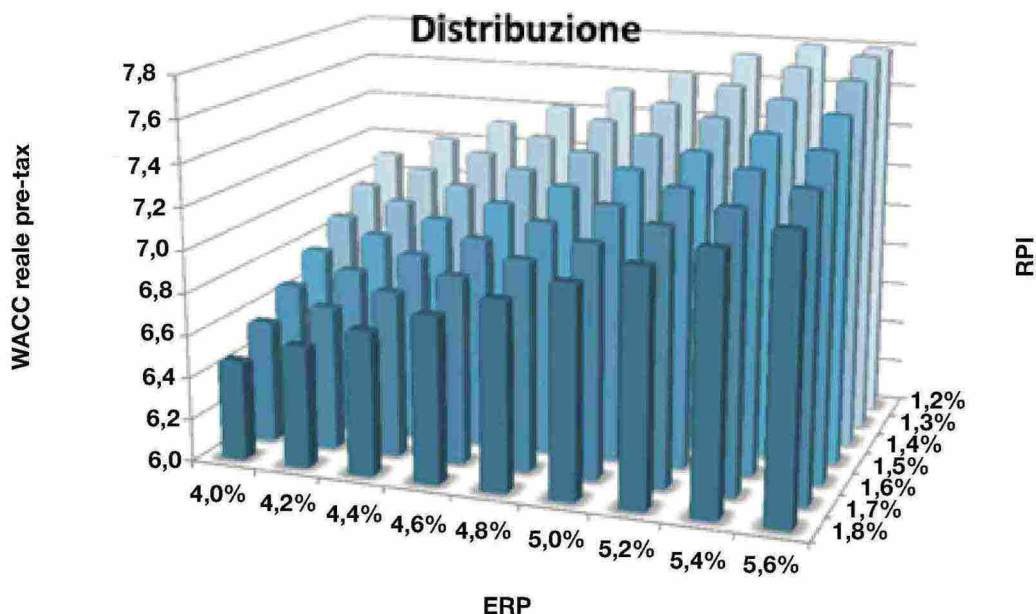
2012. Deliberazione 175/12/R/EEL.

- Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica applicati all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di generazione distribuita. Brealey, R., and Francks, J., 2009. Indexation, investment, and utility prices. *Oxford Review of Economic Policy*, 25 (3), 435-450.
- Cambini, C., and Rondi, L., 2010. Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 38 (1), 1-26.
- Cullman, A., 2012. Benchmarking and firm heterogeneity: a latent class analysis for German electricity distribution companies. *Empirical Economics*, 42 (1), 147-169.
- Dobbs, M., 2008. Setting the regulatory allowed rate of return using simulation and loss functions – the case for standardizing procedures. *Competition and Regulation in Network Industries*, 9 (3), 229-246.
- EY (2013), Mapping power and utilities regulation in Europe.
- Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Corres, L. (2011). Market risk premium used in 56

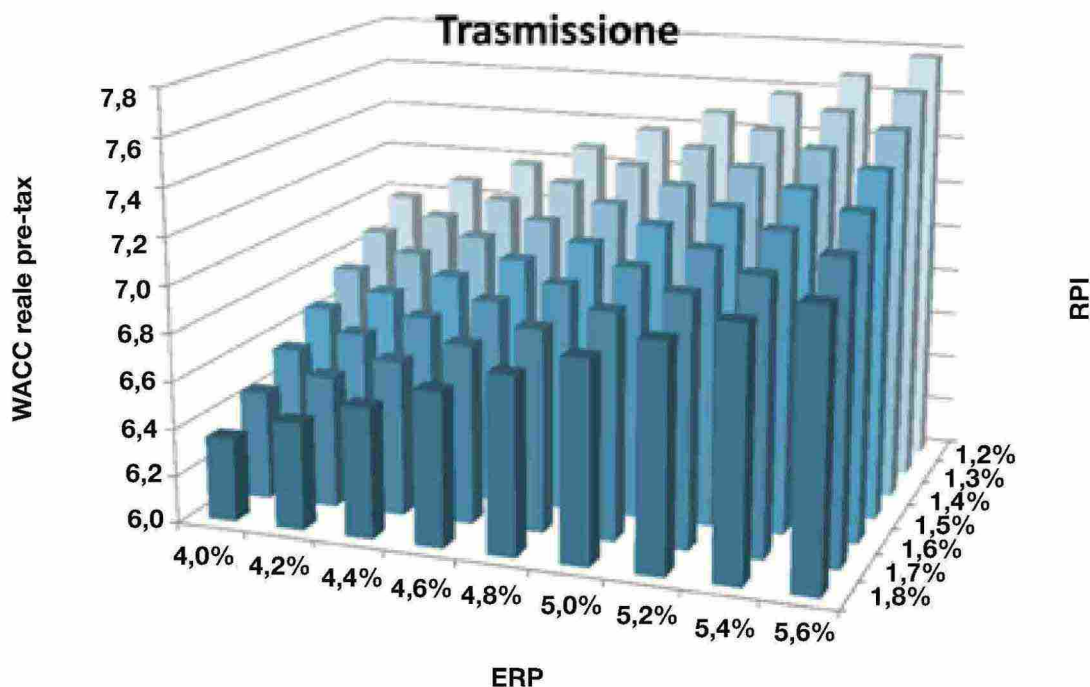
countries in 2011: A survey with 6,014 answers. IESE Business School, Univ. of Navarra, Spain, 25April.

- Fumagalli, E., Garrone, P., and Grilli, L., 2007. Service quality in the electricity industry: the role of privatization and managerial behavior. *Energy Policy*, 35 (12), 6212-6224.
- Fumagalli, E., and Lo Schiavo L., 2009. Regulating and improving the quality of electricity supply: the case of Italy. *European Review of Energy Markets*, 3 (3), 1-27.
- Glachant, J., Saguan, M., Rioux, V., 2013. Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes. Florence: European University Institute, 2013.
- Helm, D., 2009. Infrastructure investment the cost of capital, and regulation: an assessment. *Oxford Review of Economic Policy*, 25 (3), 307-326.
- Jamasb, T., and Marantes, C., 2011. Electricity Distribution Networks: Investment and Regulation, and Uncertain Demand. Cambridge Working Papers in Economics, 1115. Cambridge, UK.
- Jamasb, T., and Pollit, M., 2007. Incentive regulation of electricity distribution networks:

Figura 1: Analisi di sensitività sui tassi di remunerazione del capitale







lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35 (12), 6163-6187.

■ Joskow, P., 2006. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks (revised). Prepared for National Bureau of Economic Research Economic Regulation Project. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.

■ Joskow, P., 2008. Incentive regulation and its application to electricity networks. *Review of Network Economics*, 7(4), 547-560.

■ Kopsakangas-Savolainen, M., and Svento, R., 2010. Comparing welfare effects of different regulation schemes: An application to the electricity distribution industry. *Energy Policy*, 38 (11), 7370-7377.

■ Lo Schiavo, L., Delfanti, M., Fumagalli, E., and Olivieri, V., 2011. Changing the regulation for regulating the change. *Innovation-driven regulatory developments in Italy: smart grids, smart metering and e-mobility*. IEF Working paper 46, Milan.

■ Lyon, T., 1996. A model of sliding-scale regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 9, 227-247

■ Meeus, L., and Saguan, M., 2011. Innovating grid regulation to regulate grid innovation: from

the Orkney Isles to Kriegers Flak via Italy. *Renewable Energy*, 36 (6), 1761-1765.

■ NERA Economic Consulting, 2011. *Il Valore dell'Equity Risk Premium per il calcolo del costo del capitale*. Roma.

■ Newbery, D., 1997. Determining the regulatory asset base for utility price regulation. *Utilities Policy*, 6 (1), 1-8.

■ Niesten, E., 2010. Network investments and the integration of distributed generation: regulatory recommendations for the Dutch electricity industry. *Energy Policy*, 38 (8), 4355-4362.

■ Ofgem, 2010. *Handbook for implementing the RIIO model*.

■ Weisman, D., 1993. Superior regulatory regimes in theory and practice. *Journal of Regulatory Economics*, 5, 355-366.



**Puoi consultare l'articolo on-line al seguente indirizzo:**

[www.editorialedelfino.it/la-regolazione-delle-reti-elettriche-in-italia-1325.html](http://www.editorialedelfino.it/la-regolazione-delle-reti-elettriche-in-italia-1325.html)