

174

**REGULACIÓN POR INCENTIVOS PARA LAS
EMPRESAS DE SERVICIOS ELÉCTRICOS**

Paul L. Joskow y Richard Schmalensee

Diciembre, 1999

DOCUMENTO DE TRABAJO 174

<http://www.pucp.edu.pe/economia/pdf/DDD174.pdf>

REGULACIÓN POR INCENTIVOS PARA LAS EMPRESAS DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

**Paul L. Joskow
Richard Schmalensee**

RESUMEN

La regulación de precios de las empresas de servicios eléctricos en los Estados Unidos ha sido históricamente realizada por una comisión estatal. Sin embargo, este sistema regulador no fomenta el control de costos por parte de las empresas. Para subsanar este error las comisiones reguladoras han cambiado su enfoque por uno de "regulación por incentivos" que condicionan recompensas o penalidades financieras de acuerdo a alguna medida del desempeño de las empresas.

En este artículo se presenta una revisión de las razones que llevaron a la realización de cambios en las reglas y procedimientos de regulación orientados hacía la introducción de incentivos, de los principios que deberían guiar la construcción de sólidos mecanismos de incentivos y de los problemas prácticos que deben ser resueltos para que tales mecanismos sean efectivos.

ABSTRACT

The utilities price regulation in the United States has historically been made by a state commission. Nevertheless, this regulatory system does not incentive cost controls within the utilities. In order to rectify this situation the regulatory commissions have changed their view to one of "incentive regulation" has financial rewards and penalties according to the utility performance.

This paper presents a review of the rationales that led to the changes in the regulatory rules and proceedings oriented to the introduction of incentives, of the principles that should guided the construction of solid mechanism of incentives, and of the practical problems that should be solved in order to make the mechanism effective.

REGULACIÓN POR INCENTIVOS PARA LAS EMPRESAS DE SERVICIOS ELÉCTRICOS *

Paul Joskow^{**}

Richard Schmalensee^{***}

Históricamente la regulación de precios de las empresas de servicios eléctricos en los Estados Unidos ha estado vinculada a la supervisión, por parte de una comisión estatal reguladora, de las tarifas de estas empresas vía el establecimiento de una tasa de retorno sobre el capital invertido. A pesar de que las comisiones estatales han tenido el poder para desaprobado la recuperación de gastos cuando las empresas de servicios eléctricos realizan dichos gastos imprudentemente, el sistema regulador actual no ha sido diseñado para fomentar el control de costos por parte de estas empresas. En la búsqueda de modalidades de promoción de la eficiencia en la producción de electricidad, cierto número de comisiones reguladoras ha reemplazado su enfoque retrospectivo basado en conjeturas sobre la administración de las empresas por enfoques de “regulación por incentivos” que condicionan recompensas o penalidades financieras de acuerdo a alguna medida del desempeño de las empresas.

Hasta hoy, aproximadamente veinte comisiones estatales de servicios eléctricos han aplicado algún tipo de regulación por incentivos, al menos a una empresa de servicios eléctricos bajo su jurisdicción. El número de estados que introducen tales esquemas se ha incrementado rápidamente en los últimos años, reflejando el crecimiento del interés que tales esquemas despiertan entre los reguladores¹. La regulación por incentivos podría llevar a cambios

* Publicado originalmente en el Yale Journal on Regulation Vol. 4 (Fall 1986: 1-49)

** Profesor de Economía, Instituto Tecnológico de Massachusetts.

*** Profesor de Administración y Economía, Instituto Tecnológico de Massachusetts.

Los autores están agradecidos a John Landon por proporcionarles el material del Apéndice. A él y Jean Tirole se les agradecen sus valiosos comentarios. Paul Joskow reconoce el apoyo recibido por el Centro para Estudios Avanzados en Ciencias del Comportamiento y el Instituto Tecnológico de Massachusetts. Los autores son responsables por todas las opiniones expresadas en este artículo y de cualquier error que éste pueda contener.

¹ Véase, e.g., J. Landon, Incentive Regulation in the electric utility Industry (1985); Edison Elec. Inst., Incentive Regulation Programs in the Electric Utility Industry (1984); Nat'l Ass'n of Regulatory Util. Comm'rs Subcomm. On Elec. Incentive Regulation in the Electric Utility

fundamentales en la forma como las empresas de servicios eléctricos - y quizá otras- son reguladas. Este artículo presenta una revisión de las razones que llevaron a la realización de cambios en las reglas y procedimientos de regulación orientados hacia la introducción de incentivos, de los principios que deberían guiar la construcción de sólidos mecanismos de incentivos y de los problemas prácticos que deben ser resueltos para que tales mecanismos sean efectivos.

La sección 1 del artículo describe el marco institucional en el cual las empresas privadas de servicios eléctricos en los Estados Unidos² (comúnmente llamadas empresas de “propiedad del inversionista”) han sido reguladas por muchos años, y discute las deficiencias que éste presenta y que motivan el interés en las propuestas de regulación por incentivos. La sección 2 describe el trabajo teórico reciente orientado a obtener soluciones “óptimas” a los problemas de incentivos creados por la regulación de precios, y discute las implicancias de este trabajo para una reforma deseable del proceso regulador. La sección 3 analiza varios esquemas de incentivos específicos que han sido propuestos para su implementación por agencias reguladoras estatales o que han sido usados por comisiones estatales. Finalmente, la Sección 4 ofrece nuestras conclusiones sobre el futuro papel de la regulación por incentivos, argumentando a favor de una reestructuración de los actuales programas de incentivos en el costo del combustible y de la extensión de la regulación por incentivos hacia los costos de operación y mantenimiento de las empresas de servicios eléctricos.

Industry (1983): Resource Consulting Group, Inc, Incentive Regulation in the Electric Utility Industry (1983) (preparado por la Comisión Federal de Regulación de Energía).

² Aproximadamente el 75% de las ventas minoristas de electricidad en Estados Unidos son realizadas por firmas privadas, el resto se explica por las empresas de servicios eléctricos municipales, las empresas cooperativas, los distritos de irrigación, y otros distritos de servicios públicos. Véase P. JOSKOW Y R. SCHMALENSEE, MARKETS FOR POWER: AN ANALYSIS OF ELECTRIC UTILITY DEREGULATION 12 (1983). Las Agencias Federales de Marketing de Energía hacen algunas ventas directamente a grandes clientes industriales bajo su autoridad estatutaria, 16 U.S.C. §824 i-k (1982), pero están comprometidas principalmente en la producción de electricidad para la reventa por empresas de servicios eléctricos de propiedad pública o privada. Para más detalle, véase P. JOSKOW Y R. SCHMALENSEE *supra*, en el cap.2. Este Artículo se centra completamente en las empresas de servicios eléctricos de propiedad privada. Como las ideas básicas discutidas aquí se aplican a empresas públicas, la consideración explícita de éstas últimas complicaría innecesariamente nuestro análisis.

Algunos no dudarán en discutir que la mejor manera de incrementar la eficiencia en la oferta de electricidad es desregular la industria de energía eléctrica, confiando en la competencia más que en la regulación. Hemos considerado en detalle varias propuestas de desregulación en otra parte.³ Los efectos económicos de la desregulación en esta industria son inciertos y el entusiasmo político para experimentos radicales no es espectacular. Parece razonable asumir que la regulación vía comisiones de las ventas minoristas de electricidad continuará en el futuro⁴; pero también parece que habrá un interés continuo en reformar el proceso regulador para mejorar el desempeño de las empresas de servicios eléctricos.

1. EL SISTEMA REGULADOR ACTUAL Y SU DESEMPEÑO

Actualmente, todo estado con empresas privadas de servicios eléctricos regula las tasas vía comisiones reguladoras independientes, compuestas por miembros nombrados o elegidos. Esta sección trata sobre la estructura y desempeño de ese régimen regulador.

Desde hace más de doscientos años, las empresas privadas de servicios eléctricos, algunas pequeñas y otras grandes, ofertan electricidad en los Estados Unidos.⁵ Muchas de estas compañías están verticalmente integradas, generan, transmiten y distribuyen la electricidad.⁶

³ P. JOSKOW Y R. SCHMALENSEE. *Supra* nota 2.

⁴ Las ventas a grandes clientes industriales pueden ser una excepción. Véase *infra* nota 10.

⁵ Las empresas de servicios eléctricos de Clase A y B son definidas por el Departamento de Energía de Estados Unidos. Las empresas de Clase A son aquellas que tienen ingresos de operación eléctrica anual de US\$ 2.5 millones o más, y las empresas de Clase B son aquellas que tienen ingresos de operación eléctrica entre US\$ 1 millón y US\$ 2.5 millones. ENERGY INFORMATION ADMIN. STATISTICS OF PRIVATELY OWNED ELECTRIC UTILITIES, 1981 ANNUAL (CLASSES A Y B COMPANIES) (1983). Véase también P. JOSKOW & R. SCHMALENSEE, *supra* nota 2, en 12. El número de compañías independientes es más pequeño que lo señalado en el texto porque varias compañías holding poseen múltiples compañías operativas. Sin embargo, las compañías operativas, no las holding, están sujetas a la regulación referida aquí.

⁶ Varias compañías incluidas como empresas de servicios eléctricos de Clase A y B están comprometidas únicamente en el negocio mayorista (venta para reventa) de generación y transmisión (G y T). Sin embargo, con muy pocas excepciones, estas compañías mayoristas G y T son ya sea subsidiarias de compañías holding que también tienen compañías de distribución afiliadas o son joint ventures de otras empresas de servicios eléctricos integrados. También hay algunas pequeñas empresas privadas sólo de distribución que compran energía de otras

Históricamente, la empresa típica de servicios eléctricos ha buscado adquirir suficiente capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda de electricidad de sus clientes minoristas⁷. Estas empresas usualmente operan bajo franquicias de largo plazo que son exclusivas, ya sea explícitamente o de facto, por lo que no enfrentan la competencia directa de otras empresas.⁸ En ausencia de competencia directa, generalmente se cree que si las empresas de servicios eléctricos tuvieran libertad para establecer los precios que maximizan sus beneficios, estarían dispuestas a fijar precios monopólicos a los clientes minoristas, muy por encima de las tasas corrientes.⁹ A cambio de franquicias geográficas exclusivas, las empresas de servicios eléctricos están sujetas a

empresas de servicios eléctricos. Véase JOSKOW Y R, SCHMALENSEE. *Supra* nota 2, en 11-23.

⁷ En años recientes, las empresas de servicios eléctricos, en la búsqueda de capacidad generadora adicional han adquirido parte de la propiedad de algunas plantas operadas por otras empresas. Desde 1978, las empresas de servicios eléctricos han tenido que comprar electricidad producida por ciertas instalaciones de producción de energía, las de cogeneración calificada y las pequeñas; de acuerdo con el Acta de Política Reguladora de Empresas de Servicios Eléctricos Públicos - Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA) de 1978, 16 U.S.C. §824a (1982); véase también 18 C.F.R. pt. 292 (1986). En la próxima década, algunas empresas de servicios eléctricos podrían comprar una fracción significativa de sus requerimientos a estos oferentes independientes. Además, algunas empresas privadas de servicios eléctricos integrados están interesándose en contratar a otras para construir y operar capacidad generadora para proveerse con energía adicional en el futuro. A pesar de estas tendencias, la capacidad del sector privado todavía sólo explica el 3% de la capacidad generadora total. EDISON ELEC. INST. , STATISTICAL YEARBOOK OF THE ELECTRIC UTILITY INDUSTRY: 1984 (1986).

⁸ Las franquicias de distribución duran al menos diez años; muchas son de muy larga duración, y algunas son perpetuas. Los concursos de franquicias han sido bastantes raros en los últimos años. Véase Joskow, *Mixing Regulatory and Antitrust Policies in the Electric Power Industry: The Price Squeeze and Retail Market Competition*, en ANTITRUST AND REGULATION: ESSAYS IN MEMORY OF JOHN J. MC GOWAN 178 (F. Fischer ed. 1985).

⁹ En algunas situaciones, la demanda por electricidad es bastante elástica porque pueden usarse combustibles sustitutos (por ejemplo para calefacción). Adicionalmente, algunas industrias pueden tener demandas de electricidad como consecuencia de las posibilidades de auto-generación. La exclusividad de la franquicia generalmente no excluye al cliente de generar electricidad para su propio uso. Más aún, PURPA obliga a que las empresas de servicios eléctricos compren la electricidad producida por ciertas instalaciones independientes de cogeneración. Véase *supra* nota 7. Sin embargo, estos oferentes independientes normalmente no son libres de realizar ventas minoristas a otros clientes. Así, la demanda de electricidad de muchas industrias y de todos los clientes residenciales es bastante inelástica - especialmente en el corto plazo antes que los stocks de planta, equipo, instrumentos y residencia puedan ser reemplazados en respuesta a los mayores precios de electricidad.

regulación de tasas (y otros tipos de regulación descritos más adelante) y están obligadas a dar un servicio confiable, a todo aquel que lo demande, a los precios regulados.¹⁰

1.1 Procedimientos de Regulación

Las comisiones estatales de servicios públicos regulan los términos y condiciones de precios y otros aspectos en las ventas minoristas de electricidad.¹¹ Una empresa de servicios eléctricos debe someter a la comisión, anticipadamente, cualquier cambio en el nivel o estructura de las tasas existentes especificadas en sus tarifas establecidas.¹² La comisión puede entonces permitir o no que tales cambios se hagan efectivos.¹³ La comisión, por propia iniciativa, puede también ordenar a la empresa de servicios eléctricos cambiar el nivel y estructura de sus tasas, si determina que éstas no son consistentes con la ley estatal.¹⁴ Estos procedimientos son conocidos como casos de tasas. En un primer momento, los precios son fijos a menos que la comisión apruebe u ordene cambios. Pero algunas tarifas también tienen un mecanismo de ajuste automático, de forma tal que los precios se mueven automáticamente hacia arriba o hacia abajo si

¹⁰ Las empresas de servicios eléctricos pueden también vender electricidad a otros. Estas “ventas para reventa” son llamadas transacciones “mayoristas” y están sujetas a regulación por la Comisión Federal de Regulación de Energía - Federal Energy Regulatory Commission (FERC) bajo su autoridad estatutaria, 16 U.S.C. §824a (1982). Muchas transacciones mayoristas son pobremente reguladas. Véase Earley, FERC Regulation of Bulk Power Coordination Transactions (1984) (manuscrito no publicado de la Comisión Federal de Regulación de Energía, Oficina de Análisis Regulador). Los compradores y vendedores en los mercados mayoristas en su mayoría tienen alternativas competitivas, de modo tal que las restricciones de mercado son fuentes potenciales de incentivos, más importantes allí que en los mercados minoristas. Dado que la electricidad producida para el comercio mayorista generalmente es ofrecida por las mismas generadoras, para la reventa minorista, puede haber efectos de los incentivos de mercado en el mercado mayorista que recaigan en los mercados minoristas. Aunque este artículo no discute las transacciones y regulación de la electricidad mayorista, notamos que la dirección de la reforma en los mercados mayoristas parece ser hacia una menor regulación (de incentivos u otra forma) y más hacia la confianza en la competencia. Véase, e.g., Notice of Inquiry Re: Regulation of Electricity Sales for Resale and Transmission Service, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. RM85-17-000, Fed. Reg. 23, 445 (1985).

¹¹ Este Artículo no está diseñado para hacer una revisión amplia de la ley estatal de las empresas de servicio público, sólo se centra en los procedimientos reguladores “típicos”. Hay diferencias obvias de estado a estado, pero las similitudes son mucho más significativas que éstas últimas.

¹² Véase, e.g., CAL. PUB. UTIL. CODE §491 (West 1975); N.Y, PUB. SERV. LAW §66(12) (McKinney Supp. 1986)

¹³ Véase e.g., CAL. PUB. UTIL. CODE §§454-455 (West 1975 y Supp. 1986); N.Y, PUB. SERV. LAW §66(12) (McKinney Supp. 1986)

¹⁴ Véase e.g., CAL. PUB. UTIL. CODE §§728-729 (West 1975); N.Y, PUB. SERV. LAW §66(5) (McKinney 1955).

los costos de los insumos cambian.¹⁵ En general, entonces, lo que se fija en los casos de tasas es una fórmula para determinar precios.

Muchas comisiones estatales operan bajo mandatos estatutarios bastante difusos que estipulan que la comisión debe establecer tasas que son “justas, razonables y no discriminatorias”.¹⁶ Los estatutos estatales deberían elaborar criterios más específicos. Por ejemplo, una ley estatal puede estipular que las instalaciones deben ser “usadas y útiles”¹⁷ para que sus costos asociados sean incorporados en las tasas, o especificar que sólo los costos en que se ha “incurrido prudentemente”¹⁸ pueden ser incluidos en las tasas. Nuestra impresión es que en los años recientes, la legislación estatal ha proporcionado una mejor guía para el funcionamiento de las comisiones tomando en cuenta procedimientos reguladores aceptables.¹⁹ Esto es especialmente cierto considerando las cláusulas de ajuste de combustible y el tratamiento de los costos de las plantas generadoras bajo construcción.²⁰ A nuestro entender, ningún estatuto estatal

¹⁵ Tanto los estatutos de las empresas de servicios públicos de California como las de Nueva York contienen disposiciones que permiten a la comisión la autorización de tarifas con aspectos de ajuste automático. Véase. CAL. PUB. UTIL. CODE §457 (West 1975); N. Y. PUB. SERV. LAW §66(12) (16) (Mc. Kinney, 1955). Ambas comisiones estatales han experimentado con cláusulas de ajuste automático, basadas en los precios de energía o combustible. Véase Apéndice y J. Landon, *supra* nota 1.

¹⁶ Véase e.g., CAL. PUB. UTIL. CODE §§451, 453 (West Supp. 1986); N.Y, PUB. SERV. LAW §65(1)(3) (McKinney 1955 & Supp. 1986).

¹⁷ Véase e.g., CAL. PUB. UTIL. CODE §1005.5(d) (West Supp. 1986); ILL. ANN. STAT. ch. 111_{2/3}, para. 9-211 (Smith-Hurd Supp. 1986)

¹⁸ Véase e.g., CAL. PUB. UTIL. CODE §463 (West Supp. 1986) (se obliga a que la comisión desapruebe esos gastos resultantes de “errores u omisiones” en la planeación, construcción u operación de las instalaciones de la empresa y se permite a la comisión hallar otros gastos de la empresa “no razonables o imprudentes”). N.Y. PUB. SERV. LAW §66 (12) (Mc. Kinney Supp. 1986) (se obliga a que la comisión ordene el reintegro del dinero recaudado de acuerdo a tarifas incrementadas por las cláusulas de ajuste cuando la empresa de servicios eléctricos ejercía menos que un “cuidado razonable” en dar el servicio eléctrico).

¹⁹ Véase e.g. California Alternative Energy Source Financing Authority Act., CAL PUB. RES CODE §§26000-26042 (West Supp. 1985) N. Y. PUB SERV. LAW 66-c (Mc. Kinney Supp. 1986) (fomentando la conservación de energía) ; WIS. STAT. ANN 196.374 (West supp. 1986) (fomentando el ahorro de combustible).

²⁰ Véase ILL. ANN. STAT. ch. 111_{2/3} para. 9-213 (Smith-Hurd 1986) (Acta efectiva Jan. 1. 1986, No. 84-617, §9-213, 1985 Ill. Legis. Serv. 813, 890 (West)) (tratamiento de tarifas de las nuevas instalaciones); CAL PUB. UTIL CODE §454.8 (West Supp. 1986) (Acta aprobada Sept. 23, 1985, ch. 926, 1985 Cal. Legis. Serv. 204-206 (West) (tratamiento de tasas de nuevas instalaciones de planta); CAL. PUB. UTIL. CODE §454.5 (West Supp. 1986) (Acta aprobada

permite a las comisiones multar o subsidiar directamente a la empresa de servicios sujeta a su jurisdicción. En cambio, son los métodos usados para determinar precios, ya sean buenos o malos, los que dan incentivos a las firmas reguladas.

El principio básico que generalmente guía la regulación de las tarifas de electricidad, vía comisiones, es que los precios deben reflejar “el costo del servicio”.²¹ Para la empresa de servicios eléctricos como un todo, los precios son, en teoría, establecidos de forma tal que los ingresos totales sean iguales a los costos totales o, alternativamente, que el ingreso medio por unidad de electricidad vendida iguale el costo medio de ofrecerla. Para servicios específicos ofrecidos por las empresas (tales como servicios residencial, comercial e industrial, en diferentes estaciones del año y diferentes momentos del día) los precios deberían, en teoría, reflejar los costos de proveer cada uno de ellos. Los economistas sostienen que el costo marginal debería determinar los precios de cada servicio, pero los reguladores históricamente han procurado definir y emplear sus costos medios.²² Las reglas arbitrarias para asignar costos comunes a servicios individuales, junto con las consideraciones de justicia distributiva y restricciones políticas, usualmente llevan a tasas que difieren sustancialmente del costo marginal.

Las comisiones teóricamente establecen tarifas de forma tal que tanto los costos operativos (combustible, trabajo y materiales) como los costos de capital son recuperados. Los costos operativos pueden obtenerse directamente del sistema de contabilidad de la empresa si las tarifas son establecidas sobre la base de los costos efectivos en un “año de prueba” pasado, o pueden ser estimados fácilmente si se emplea un “año de prueba” futuro. El costo de capital es igual a la depreciación más un “retorno justo” sobre la inversión efectiva o estimada de la

Aug. 21, 1976, ch. 520, 1976. Cal. Stat. 1272) (respecto a los ajustes de tarifas por incrementos en el costo del combustible).

²¹ Véase A. KAHN. THE ECONOMICS OF REGULATION 26-27 (1970).

²² Si una firma produce múltiples productos y algunos de ellos comparten los mismos insumos (por ejemplo, las mismas administración y plantas de energía sirven tanto a los clientes comerciales y residenciales), el costo medio de cualquier producto es indefinido desde el punto de vista económico. Véase W. BAUMOL, J. PANZAR Y R. WILLIG, CONTESTABLE MARKETS AND THE THEORY OF INDUSTRY STRUCTURE ch. 4 (1982). Los contadores hallan un costo medio específico del producto asignando arbitrariamente los costos de los insumos compartidos entre productos.

empresa. Aunque existía un debate considerable al principio de este siglo sobre el método apropiado de calcular el “retorno justo” autorizado a la empresa,²³ ahora muchas comisiones obtienen esta cantidad multiplicando un estimado del costo nominal de capital de la empresa por el costo original depreciado de sus activos. Esta última cantidad es llamada la “base tarifaria” de la empresa de servicios eléctricos. Se emplea la depreciación lineal, con un tiempo de vida de los activos que es de algún modo arbitrario - y así se convierte en tema de debate cada cierto tiempo.

Si este enfoque para determinar el costo del capital se aplicara exacta y continuamente, daría a la empresa un flujo de ingresos por cada activo cuyo valor presente es igual a su costo original (usando el costo de capital como tasa de descuento).²⁴ Esto es, si las tasas se ajustan continuamente según estas formulaciones de tasas, la empresa gana exactamente su costo de capital, y el valor de mercado de la firma iguala exactamente su valor contable.²⁵ Es importante notar que un número infinito de otras reglas para calcular los costos de capital daría estos mismos resultados. Debido a que las reglas de depreciación son arbitrarias, el costo de capital fijado en cualquier instante normalmente no iguala el verdadero costo económico de usar el capital de la firma en ese instante; en otras palabras las depreciaciones contable y económica son iguales sólo por casualidad.²⁶ La inflación arregla el problema.²⁷ Dado que generalmente, en la práctica, sólo

²³ El caso de control más sonado es el de la Federal Power Comm. contra la Hope Natural Gas. Co, 320 U.S. 591 (1944), en el cual la Corte Suprema dio a los reguladores considerable libertad, como por ejemplo el método usado, en la medida que de éste resultan ingresos adecuados para permitir a la empresa de servicios obtener fondos en el mercado de capitales.

²⁴ Para ser más precisos, el teorema puede ser enunciado como sigue. Supóngase que un activo cuesta \$K originalmente y tiene una vida contable arbitraria de T años, y sea r el costo de capital. La depreciación anual es de \$K/T. Las ganancias admitidas son de r veces el valor depreciado del activo al comienzo de cada año, que es igual a $K(1 - t/T)$ cuando el activo tiene t años de vida. El valor presente de la depreciación más las ganancias, a la tasa de descuento r (se asume que ambas se reciben al final de cada año) es exactamente K, para cualquier costo de capital r y vida contable T.

²⁵ Véase Myers, *The Application of Finance Theory to Public Utility Rate Cases*, 3. BELL. J. ECONO. & MGMT. SCT. 58, 73 (1972).

²⁶ Un simple ejemplo ilustra la diferencia. Suponga que el nivel general de precios y el costo nominal de construir plantas de energía son constantes en el tiempo. Asuma además que todas las plantas de energía se mantienen como nuevas por diez años después de la construcción y que deben ser completamente reemplazadas al final de este período. La depreciación económica se basa en el valor de mercado de los servicios ofrecidos por los activos de capital. Dado que una planta de energía de dos años de vida es indistinguible de una planta de ocho años de vida, ambas proveen idénticos servicios. Se sigue que los valores de

los costos contables son observables, las propuestas para la regulación por incentivos deben tomar en cuenta estos problemas.

En la práctica la regulación no sigue exacta ni continuamente estos simples principios de formulación de tarifas. Dos importantes aspectos prácticos de la formulación de tarifas de las empresas de servicios eléctricos son destacables. Primero, las comisiones no ajustan continuamente los precios a medida que los costos cambian. Las tarifas sólo se cambian por iniciativa de la compañía o de la comisión y después que la comisión haya celebrado larguísimas audiencias. Los precios (o más exactamente las tarifas establecidas) pueden permanecer inalterables por años como lo hicieron durante las décadas de los cincuenta y los sesenta para

mercado competitivos de los servicios ofrecidos son también idénticos. Por otro lado, en este ejemplo el costo económico de capital anual es constante a lo largo de la vida útil de la planta. El costo de capital es igual a la depreciación anual más el producto de la tasa de retorno permitida y el valor (depreciado) de la planta. Dado que el valor (depreciado) de la planta cae en el tiempo, se sigue que la depreciación económica debe incrementarse a lo largo de la vida útil de la planta si el costo de capital permanece constante. (De hecho, en este ejemplo la tasa de crecimiento anual de la depreciación es igual a la tasa de retorno permitida).

Sin embargo, bajo los principios tradicionales de “costo de servicios”, se usaría la depreciación lineal. Esto implica que el monto de depreciación anual es constante, pero el retorno de la inversión cae en el tiempo a medida que el valor (depreciado) de la planta declina. Así, los costos del capital usados para determinar los precios caen, en vez de permanecer constantes como deberían estar en este ejemplo si se quiere que los precios regulados reflejen el valor económico de los servicios ofrecidos por plantas de diferentes edades. Una planta de dos años tendría un mayor costo de capital contable (y así mayores precios regulados) que una planta de ocho, a pesar del hecho que el valor de mercado competitivo de los servicios provistos por ambas plantas durante cualquier período es el mismo.

En general, la depreciación lineal es igual a la depreciación económica sólo bajo condiciones muy especiales, no muy probables de ser encontradas en la práctica, de tal forma que los costos contables y económicos de capital generalmente difieren. Para tratamientos generales de la diferencia entre los costos de capital económicos y contables y de las implicancias de estas diferencias, véase Fisher & McGowan, *On the Misuse of Accounting Rates of Return to Infer Monopoly Profits*, 73 AM. ECON. REV. 82 (1983); Navarro, Petersen & Stauffer, *A Critical Comparison of Utility-Type Ratemaking Methodologies in Oil Pipeline Regulation*, 12 BELL J.ECON. 392 (1981); Stauffer, *The Measurement of Corporate Rates of Return: A generalized formulation*, 2 BELL J.ECON. & MGMT. SCI 434 (1971).

²⁷ Véase, e.g., Streiter, *Trending the Rate Base*, PUB. UTIL. FORT. Mayo 13, 1982, 32. Los verdaderos costos económicos de capital en cualquier instante dependen del costo corriente de nuevos activos que podrían dar los mismos servicios, y no -como en la contabilidad reguladora- del costo histórico de inversiones pasadas. La inflación causa que los costos contables subestimen los costos verdaderos, particularmente para activos de larga vida como los empleados en la industria de servicios eléctricos.

algunas empresas de servicios.²⁸ La tendencia de las tarifas reguladas a ajustarse lentamente ante cambios en los costos, es llamada frecuentemente el “rezago en la regulación”. Debido al rezago en la regulación las tarifas de retorno efectivas ganadas por las empresas pueden estar, en cualquier instante, por encima o por debajo de la tasa de retorno justa determinada por la comisión. Este importante hecho ha sido ignorado en buena parte de la literatura teórica sobre la regulación.²⁹ Además cuando los precios son fijos, las empresas de servicios pueden incrementar sus beneficios reduciendo costos, mientras que no habría tales incentivos si los precios se ajustaran continuamente, de manera que todos los costos en que incurre la empresa sean recuperados en cada instante.

Segundo, las comisiones no están obligadas a establecer tarifas que cubran todos los costos de las firmas reguladas. Los reguladores tienen la autoridad para “desaprobar” tanto los costos operativos como los de capital, costos que ordinariamente serían incluidos en las tarifas, si hallan que los gastos asociados a estos fueron imprudentes o innecesarios.³⁰ En principio, una comisión puede desaprobar ciertos costos si cree que la empresa de servicios eléctricos fue ineficiente porque pudo haber obtenido los servicios correspondientes de forma más barata o no

²⁸ Desde 1970, las tarifas han tenido periodos de permanencia más cortos que en décadas pasadas, porque los rápidos incrementos de los costos nominales hicieron que las empresas de servicios eléctricos solicitan incrementos compensadores de tarifas con mayor frecuencia. Véase Joskow, *Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation*, 17 J. L. & Econ. 291 (1974)

²⁹ Por ejemplo, el conocido modelo Averch-Johnson asume tanto que la regulación aparea continuamente los precios con los costos (incluyendo una tasa justa de retorno que es mayor que el costo de capital) y (implícitamente) que la comisión debe aceptar mecánicamente todos los costos en los que la empresa de servicios incurre. Hemos discutido que el primero de estos supuestos es inconsistente con la realidad; el siguiente párrafo señala que el segundo es a lo más imperfectamente satisfecho. Sobre el modelo Averch Johnson, véase Averch y Johnson, *Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*, 52 AM. ECON. REV. 1052 (1962). Véase también E. Bailey, *ECONOMIC THEORY OF REGULATORY CONSTRAINT* 4 (1973), (“El resultado estándar [bajo el modelo Averch-Johnson] es que la firma tiene un incentivo para subasignar recursos sustituyendo capital por trabajo en la producción, y que esta subasignación se prefiere estrictamente a cualquier cambio de la base tarifaria”); R. SCHMALENSEE, *THE CONTROL OF NATURAL MONOPOLIES* (1979); J. Joskow & Noll, *Regulation in Theory and Practice: An overview*, en *STUDIES IN PUBLIC REGULATION* (G. Fromm ed. 1981); y Joskow, *supra* nota 28, para críticas a los supuestos del modelo Averch-Johnson.

³⁰ Para una discusión de la historia del test de inversión prudente, véase NAT'L REGULATORY RESEARCH INST., *THE PRUDENT INVESTMENT TEST IN THE 1980'S* iii-vii (1985).

haberlos requerido. Este aspecto del sistema actual, ha tomado relieve recientemente en las discusiones sobre si son los usuarios o los accionistas los que deberían asumir los costos de plantas nucleares que han resultado ser extremadamente costosas o innecesarias para satisfacer la demanda.³¹

Además de establecer los niveles de las tarifas (precio medio de todas las unidades vendidas) y las estructuras de tarifas (precios para clases específicas de clientes y diferentes servicios), las comisiones también establecen otros términos y condiciones de los servicios, tales como requerimientos de extensión de línea, procedimientos de cobro, atributos de calidad del servicio; emiten certificados de conveniencia y necesidad para permitir la incorporación de nuevas plantas y equipos; supervisan la franquicia y refranquicia; aprueban fusiones y adquisiciones; y, a veces, se involucran en los aspectos de planeación y funcionamiento del lado de la oferta. Estos atributos de la regulación distintos del precio varían mucho más de estado a estado que la estructura básica de regulación de precios; más aún, son menos centrales en la provisión de incentivos para una oferta eficiente, debido a que no influyen directamente en los beneficios de la empresa de servicios eléctricos, como sí lo hace la regulación de precios. Por consiguiente, ignoraremos esta parte de la regulación.

1.2 El Contrato Regulador

Para propósitos de la discusión que sigue a continuación, es útil pensar en el proceso regulador incorporado en los procedimientos reguladores establecidos, como un “contrato regulador” de largo plazo entre los usuarios del servicio eléctrico representados por la comisión del servicio público y la empresa de servicios eléctricos.³² Este contrato dispone las obligaciones explícitas e implícitas de la empresa y de los clientes, a través de las políticas de la comisión. A

³¹ Véase, e.g., *Consumer Office Seeks Removal of Nuclear Unit from PS Colorado Rate Base*, ELECTRIC UTIL. WEEK, Nov. 28, 1985, en 7; *Mo. Regulators Still Trying to Resolve Callaway 2 Cancellation Issues*, ELECTRIC UTIL. WEEK, Oct. 28, 1985, en 7; *California May Order Avoided-Cost Rates for Palo Verde in the Next Month*, ELECTRIC UTIL. WEEK, Oct. 21, 1985, en 3.

³² Para una discusión de la desregulación que adopta ese mismo enfoque, véase Shepherd, *Entry as a Substitute for Regulation*, 63 AM ECON. REV. PROC. 98 (1973); véase también Goldberg, *Regulation and Administered Contracts*, 7 BELL. J. ECON. 426 (1976).

cambio del derecho exclusivo de largo plazo para vender electricidad en un área geográfica particular, la empresa está en la obligación de proveer un servicio confiable de electricidad a todo aquel que lo demande, al mínimo costo. La comisión reguladora, en cambio tiene la obligación de compensar a la empresa por todos los costos en que incurre prudentemente (léase eficientemente) para cumplir esas obligaciones. Si el contrato regulador no tiene una cláusula de compensación por la cual una empresa eficiente de servicios eléctricos espere creíblemente recuperar en promedio sus costos, la empresa no aceptaría ofrecer el servicio.

Si la empresa no puede cumplir su lado de la negociación - por ejemplo, incurriendo en costos hasta cierto punto excesivos - la comisión puede desaprobado la recuperación de estos costos. La amenaza de la desaprobación, al menos en teoría, provee un incentivo a la empresa para tomar decisiones de producción eficientes. Por otro lado, los requerimientos del proceso, incorporados en la ley estatal, así mismo la supervisión de la corte a las comisiones reguladoras, alejan a la agencia reguladora de “sorprender” a la empresa, al menos en teoría, dejando de compensarla totalmente luego de las inversiones realizadas para dar el servicio. Una restricción adicional de las comisiones es que si los reguladores adoptan políticas que no dan retornos adecuados a la empresa de servicios, los inversionistas no estarán dispuestos a ofrecer el capital necesario para la nueva capacidad, y los consumidores sufrirán un servicio inadecuado. Sin embargo, esta restricción sólo se aplica cuando el requerimiento de nueva capacidad es probable en el futuro cercano. En los últimos años con exceso de capacidad generadora y crecimiento lento de la demanda en muchas áreas, esta restricción sobre el comportamiento de la comisión ha perdido mucha fuerza. Bajo este contrato regulador estilizado, las comisiones emplean un contrato de adición al costo para establecer precios, cuyos costos pasan el test de “prudencia”. Al menos implícitamente este test de prudencia tiene dimensiones de corto y largo plazo. En el corto plazo, se espera que la empresa de servicios opere eficientemente la planta y el equipo en cualquier instante. Esto requiere la vigilancia del desempeño físico del equipo (usando eficientemente el combustible, por ejemplo) y la provisión al mínimo costo de combustible, trabajo, y otros insumos variables. En principio, al menos, el test de prudencia de corto plazo no es diferente del test de eficiencia de corto plazo impuesto por los mercados competitivos.

La dimensión de largo plazo del test de prudencia requiere que la empresa de servicios eléctricos tome decisiones eficientes de inversión de capital. No sólo debería obtenerse planta y equipo al mínimo costo sino deberían adquirirse los tipos y cantidades óptimas de activos.³³ En principio, las decisiones de inversión son prudentes si fueron óptimas en el momento en que fueron tomadas, dado lo que la empresa conocía en ese momento. Así, si se esperaba que una decisión de inversión lleve a una oferta de mínimo costo, considerando tanto el costo de capital como el costo esperado de operación, la empresa debería recuperar con las tarifas tanto el costo directo de la inversión (incluyendo una tasa de retorno justa) como el costo operativo asociado con su utilización eficiente. Esto es cierto, sea o no que la inversión resulte óptima.

Idealmente, este contrato regulador podría estimular, en promedio, los resultados que surjan en un mercado competitivo no regulado. Por ejemplo, en un mercado de este tipo, los precios cubrirían en promedio los costos de ofrecer el producto eficientemente (incluyendo un retorno normal de la inversión). Las empresas conseguirían ni más ni menos que el mínimo costo de proveer el servicio, dado que la competencia eliminaría tanto los excesos de beneficio (precios por encima de los costos) como el comportamiento de producción ineficiente.

Pero el patrón de desviaciones del promedio, causadas por eventos imprevistos, difiere entre la regulación y la competencia, de forma tal que tiene fuertes implicancias para la eficiencia. Esta divergencia es muy clara en el caso de los costos de capital.³⁴ Cuando se toman las decisiones de inversión referentes a la planta y al equipo de la empresa, necesariamente existe incertidumbre con respecto a la futura demanda, a los costos de construcción y de operación de tecnologías alternativas, a la tasa de cambio tecnológico y a otros factores. En mercados

³³ Los costos de una decisión de inversión de capital involucran mucho más que los costos de los activos adquiridos. Por ejemplo, una empresa de servicios debe decidir entre construir una planta a carbón o una planta a petróleo. Si los costos de inversión son los mismos, la decisión debe basarse en los costos esperados del combustible. Los costos netos de una mala decisión serían los costos de combustible excesivos (un costo variable) y no los altos costos de los activos.

³⁴ Las empresas de servicios eléctricos difieren de muchos otros negocios pues tienen un mayor tiempo entre la planeación, la construcción y la culminación de la planta, mayor vida económica de las inversiones, y activos extremadamente especializados. Las consecuencias de estas

competitivos sin contratos de largo plazo entre compradores y vendedores, el retorno de las inversiones de la firma depende de la interacción de la oferta y la demanda a cada instante durante las vidas económicas de estas inversiones. Por ejemplo, si la demanda resulta mayor de lo esperado por los vendedores, los precios se elevarán por encima del costo total medio hasta que pueda añadirse nueva capacidad para llevar a la oferta y la demanda de vuelta al equilibrio de largo plazo. En ese lapso de tiempo, las firmas que están en el mercado ganarán rentas económicas de corto plazo debido a sus anteriores inversiones en capacidad. Por otro lado, si la demanda resulta ser menor que lo esperado por la firma típica, los precios caerán y muchas inversiones darán retornos subnormales por algún tiempo. Si cualquier firma, debido a habilidad o suerte, construye una instalación que tiene costos menores que los de sus rivales, ganará alguna renta económica por encima de los costos de producción. Si construye una instalación inservible (lemon), no cubrirá sus costos económicos.

El beneficio que una firma competitiva individual gana, depende en realidad de su habilidad para tomar decisiones de inversión eficientes basadas en la información disponible y de las realizaciones de los costos, las demandas y los precios a medida que las condiciones de mercado cambian en el tiempo. En algún instante, algunas firmas ganarán más que un retorno competitivo, y otras ganarán menos. Una firma competitiva eficiente esperará en promedio ganar un retorno normal en sus inversiones cuando éstas se realizan, y en el largo plazo la firma promedio ganará una tasa de retorno competitiva. Así, sin contratos de largo plazo, la competencia provee incentivos a las firmas para tomar decisiones de inversión eficientes ex ante. La firma típica que toma decisiones de inversión eficientes esperará ganar un retorno competitivo y, en promedio, lo hará. Pero en cualquier punto del tiempo una firma específica, aún si ha tomado decisiones de inversión que fueron eficientes ex ante, puede ganar más o menos que un retorno competitivo cuando los precios fluctúan con las condiciones cambiantes de la oferta y la demanda. En teoría, el actual contrato regulador estimula todos estos resultados excepto el último. Primero, al igual que la firma que opera en un mercado desregulado, un monopolio regulado que tiene una franquicia no hará inversiones en capacidad si no espera ganar por lo menos el retorno

diferencias para las contrataciones y las transacciones son exploradas en detalle en P. JOSKOW & R. SCHMALENSEE, *supra* nota 2; véase también *supra* nota 26.

competitivo. Segundo, el contrato regulador en principio da a la empresa de servicios la expectativa de ganancia de un retorno competitivo sólo en inversiones minimizadoras de costos (dada la información disponible cuando se toman las decisiones de inversión) y operadas eficientemente (dados el stock de capital y las condiciones de mercado en cada momento). Dejando de lado el rezago en la regulación, esta promesa se implementa estableciendo los precios de forma tal que el ingreso iguala el costo efectivo (contable) del servicio de la firma menos los costos de inversiones ineficientes y gastos operativos excesivos. Esto significa, por ejemplo, que si una empresa de servicios eléctricos construye una planta excepcionalmente eficiente ya sea por suerte o habilidad, no es recompensada con beneficios extraordinarios, como lo sería una firma competitiva. Por otro lado, supóngase que una empresa de servicios proyecta que la demanda sea 100 y añade la consiguiente capacidad, pero la demanda resulta ser sólo 80, por lo que no es necesaria mucha de la capacidad. En este caso la empresa no es penalizada por su mala suerte con beneficios subnormales, como lo sería la firma competitiva, en la medida que pueda defender su procedimiento de predicción ante la comisión. Así, el contrato regulador en principio castiga sólo las malas decisiones, no la mala suerte.

Si el contrato regulador funciona como ha sido descrito, y las incertidumbres por el lado de la oferta y la demanda fueran simétricas, los consumidores pagarían en promedio no más que en un mercado competitivo. Los patrones temporales de pagos, sin embargo, serían muy diferentes. Por ejemplo, en un mercado competitivo sin contratos de largo plazo, los precios y beneficios tienden a caer cuando la demanda por el producto disminuye y aparece un exceso de capacidad instalada. Pero bajo el contrato regulador, los precios deberían aumentar bajo estas condiciones, dado que las pocas unidades de producto deben cubrir el mismo costo de capital. Esto implica, entre otras cosas, que los precios regulados reflejan los cambios en los costos marginales en el tiempo, y las decisiones de consumo serán así distorsionadas.³⁵

³⁵ En particular, si resulta que una inversión eficiente lleva *ex ante* a un exceso de capacidad porque la demanda resulta ser más baja de lo esperado, el precio en base al costo medio llevaría a precios por encima del costo marginal y desalentaría así el consumo eficiente en el corto plazo. Sin embargo, los ajustes apropiados de la estructura de tarifas a través del uso de tarifas no lineales, pueden minimizar estas distorsiones. Véase *infra* el texto de la nota 52.

Este contrato regulador no ha salido de la manga. Tiene sentido dar monopolios legales a los monopolios naturales que producen productos sin buenos sustitutos. Dado que tales firmas tendrían considerable poder de mercado si no fueran reguladas, también tiene sentido imponer la regulación de precios para prevenir las de ejercer dicho poder en detrimento de los consumidores. Y dado que las firmas deben ganar al menos los retornos competitivos para poder atraer el capital necesario y lograr proveer el servicio, es razonable establecer tasas que iguallen, en promedio, los ingresos y costos. El test de prudencia es una respuesta a la indeseabilidad obvia de un contrato de adición al costo puro; y otros procedimientos reguladores tales como la depreciación lineal, las audiencias detalladas, y la supervisión de la corte son respuestas a los problemas prácticos de información imperfecta y debilidad humana. Pero, aunque el actual contrato regulador puede ser razonable, también está lejos de ser óptimo.

1.3 Deficiencias en el Contrato Regulador

Tres deficiencias básicas del régimen de regulación actual han incitado el interés en la regulación por incentivos. Primero, los reguladores no están en la mejor posición para distinguir el comportamiento eficiente del ineficiente; ellos simplemente no tienen la información necesaria para detectar todas las decisiones imperfectas de forma que satisfagan los estándares legales para las desaprobaciones. Los administradores de la empresa siempre están mejor informados que los reguladores y tienen todos los incentivos para hacer que sus decisiones parezcan prudentes, aduciendo que el pobre desempeño de la empresa se debe exclusivamente a la mala suerte. Dadas las diferencias en la información, tales argumentos son difíciles de refutar. Como resultado, las comisiones normalmente sólo pueden penalizar las inversiones y las decisiones de operación evidentemente malas.³⁶

³⁶ Muchas empresas de servicios que han tenido o tendrán grandes pérdidas debido a cancelaciones de las plantas nucleares, dirían que esto no describe su experiencia. Los reguladores tratan de extender el test de prudencia en estos casos, quizá porque las grandes sumas involucradas hacen que sus decisiones sean políticamente importantes, y por que los usuarios dan más votos que los accionistas de las empresas. Por otro lado, se sabe que los grandes desastres simplemente *no* pueden resultar de decisiones prudentes. Las empresas dicen que esto las pone en una situación de “si sale cara yo pierdo, si sale sello tú ganas”, dado que no recibirán recompensa alguna en el caso que las plantas nucleares involucradas resultaran

Más aún, el presente sistema carece de incentivos formales para una buena toma de decisiones que un mercado competitivo sí provee (aunque el rezago en la regulación puede dar los incentivos informales para la minimización de costos). Esto no es necesariamente un problema serio en una industria con una tecnología simple, inalterable y bien conocida, donde muchas decisiones son rutinarias, las decisiones malas son fácilmente detectadas como violaciones de los procedimientos de libro de texto y las recompensas para crear esfuerzo parecen ser menores. Pero esta no es la descripción de la industria de energía eléctrica de hoy.

Segundo, dado que los reguladores pueden monitorear el desempeño de las firmas reguladas sólo imperfectamente, el requerimiento de que los precios cubran casi todos los costos en que se incurre, podría convertir a la regulación en algo muy cercano a un contrato de adición al costo puro.³⁷ Esto significa que, sin una amenaza creíble de desaprobaciones, una empresa de servicios regulada tiene menores incentivos para ofrecer electricidad eficientemente. Más aún, en el contexto económico actual, el método usual para calcular el costo de capital puede combinarse con la apertura política del proceso regulador para sesgar las decisiones de inversión en contra de tecnologías eficientes pero intensivas en capital.³⁸

siendo una ganga. Estos casos son mucho más complejos además de que la calidad de la toma de decisiones de la empresa varía considerablemente en cada caso.

³⁷ Pero, como discutimos *infra* en el texto de las notas 73-74, el rezago en la regulación provee importantes- aunque no necesariamente óptimos o intencionales- incentivos para la minimización de costos, que distinguen el régimen actual de un arreglo de adición al costo puro.

³⁸ Un ejemplo simple ilustra el punto. Suponga que una empresa de servicios eléctricos puede elegir entre dos posibles tecnologías para satisfacer una demanda fija. El primero no tiene costo de capital y un costo variable de \$100 por año. La segunda tecnología requiere un desembolso inicial de \$248.69 para construir una planta que satisfaga la demanda para los próximos tres años con ningún costo variable. Uno podría pensar en estas dos alternativas como la compra de energía y la construcción de una planta nuclear, respectivamente.

Si la tasa de descuento es 10%, y los costos variables se pagan al final de cada año, es fácil ver que estos dos proyectos involucran exactamente el mismo valor presente de los costos. Suponga que se elige inicialmente la segunda opción. Dado el uso de la depreciación lineal, los usuarios son gravados con \$107.76 en el primer año, \$99.47 en el segundo año y \$91.18 en el tercer año. Es ahora el final del tercer año. Si el empresa de servicios eléctricos adopta por la primera tecnología, las tasas se incrementarán en 9.7% para elevar los ingresos a \$100. Sin embargo, si construye otra planta las tasas se aumentarán inicialmente en 18.2%. Es fácil ver por qué la primera tecnología debe ser elegida, aún si sus costos fueran algo más de \$100 y por ello fuera ineficiente. Análogamente, si la empresa de servicios eléctricos estuviera comprando

Hay una tercera área potencial de interés raramente mencionada por los defensores de la regulación por incentivos: los precios basados en el costo medio llevan a que éstos no reflejen propiamente los cambios en el corto plazo de las condiciones de oferta y demanda. Una regla con la que el precio iguala al costo medio total, llevará a precios que son a veces muy bajos y a veces muy altos, aún si la firma invierte y toma decisiones de operación de manera eficiente. Como los precios están basados en el costo medio contable, y no en el verdadero costo marginal, las decisiones de consumo serán socialmente ineficientes.

Buena parte del interés en la regulación por incentivos refleja el hecho de que el sistema actual crea incentivos débiles para que las empresas de servicios realicen inversiones y decisiones operativas eficientes. Aquellos que portan la bandera de la regulación por incentivos aceptan el hecho de que los reguladores no pueden directamente, vía el test de prudencia, obligar a los administradores de la empresa a minimizar los costos - en verdad, estos defensores tienden a ignorar totalmente la posibilidad de desaprobaciones. En cambio, ellos argumentan que el actual contrato regulador de adición al costo debe ser reemplazado por un arreglo que dé incentivos financieros específicos a las empresas para minimizar costos, esto es, incentivos que tengan la misma forma general que los ofrecidos por los mercados competitivos.

No es correcto decir que el presente régimen involucra un contrato de adición al costo puro y que así no da incentivos para la minimización de costos. En primer lugar, aunque el test de prudencia es un mecanismo imperfecto para el control de costos, es usado en la práctica para castigar resultados excepcionalmente malos, debidos o no a la ineficiencia. Y más importante, los precios no se ajustan continuamente tal que los costos son cubiertos exactamente en cada instante. Debido al rezago en la regulación, los precios tienden a quedarse fijos aunque los costos

energía a \$105 por año, construir la planta descrita arriba elevaría inicialmente las tarifas, aún si bajaran los costos reales.

Construir instalaciones intensivas en capital y de larga vida tales como plantas de carbón o plantas nucleares puede elevar las tarifas en el corto plazo- y así causar problemas políticos y de regulación- aún si los costos de las plantas bajasen en el largo plazo. La intensidad con que los problemas inmediatos o anticipados han afectado la toma de decisiones de la empresa de

estén cambiando, y los cambios en los precios siguen a cambios en los costos después de un tiempo. El rezago en la regulación separa parcialmente los precios de los costos y permite a las empresas de servicios incrementar sus beneficios, reduciendo sus costos en el período anterior al ajuste de las tarifas. Aún si una comisión no hace una evaluación directa de la toma de decisiones de la empresa, esta separación da incentivos a las firmas reguladas para producir eficientemente. El rezago en la regulación está presente por razones administrativas, no porque sea creado para mejorar la eficiencia, sin embargo, es un mecanismo de “regulación por incentivos”.

¿En cualquier caso, es óptimo el actual grado del rezago en la regulación? Nadie lo sabe. Más aún, esta no es la pregunta correcta. La pregunta apropiada es, ¿qué conjunto de procedimientos reguladores, gruesamente definidos, es el mejor? Para responder esta pregunta, deben especificarse los criterios que serán usados para comparar regímenes alternativos. Asumiremos que un buen sistema regulador tratará de satisfacer dos objetivos principales:

- Objetivo 1* La firma regulada debe producir la electricidad demandada por sus clientes a un costo mínimo en el corto y largo plazos.
- Objetivo 2* A lo largo del tiempo, los clientes no deben pagar más, en promedio, que el costo mínimo de ofrecer la electricidad que demandan.

Además asumiremos que un tercer objetivo es de interés general, aunque no es el aspecto central de los programas de regulación por incentivos:

- Objetivo 3* Los precios deben ser sensibles a las condiciones de oferta y demanda en cada instante, reflejando así el costo marginal de producir electricidad, de forma que se da incentivos a los clientes de la empresa, para tomar decisiones de consumo eficientes.

servicios eléctricos es imposible de determinar. Nótese que este efecto es el opuesto al efecto Averch-Johnson que atrajo mucho la atención en los años setenta. Véase *supra* nota 29.

Se ignora así cualquier objetivo distributivo o político que los reguladores puedan tener y, en el análisis que sigue, nos concentraremos en la eficiencia económica.³⁹

Para ser prácticos, los esquemas de regulación por incentivos deben satisfacer varias restricciones. Primero, los precios deben ser lo suficientemente altos en promedio para que la empresa sea financieramente viable; de otra forma no aceptaría ofrecer los servicios para los cuales ha sido contratada.⁴⁰ Segundo, bajo la legislación actual, los reguladores no pueden multar o subsidiar a la empresa de servicios; los procedimientos y fórmulas que determinan los precios deben usarse para dar incentivos. Tercero, los reguladores no pueden firmar contratos muy estrictos con las firmas que regulan. La comisión no puede comprometerse hoy a mantener sus políticas mañana porque la legislatura puede ordenarle cambiar sus políticas. Las implicancias de estas restricciones se exploran más adelante.

Será casi imposible satisfacer perfectamente cada uno de los tres objetivos señalados arriba. Algunos procedimientos reguladores pueden ser buenos en una dimensión y bastante pobres en otra. En particular, los sistemas que separan más los precios de los costos para fortalecer el beneficio pagado a la empresa por la reducción de costos corren el riesgo, a veces, de que los consumidores se enfrenten con precios que están bastante lejos de los costos marginales de producción. Puede haber así, un conflicto o trade off básico entre nuestro primer y tercer objetivos. Como en muchas áreas de política, debemos buscar identificar y evaluar los conflictos de esta clase, e inevitablemente, tratar de contentarnos con lo mejor que puede realizarse en un mundo imperfecto.

2. TEORÍAS SOBRE LOS REGÍMENES REGULADORES OPTIMOS

³⁹ Para una discusión general de los objetivos apropiados en la regulación de monopolio natural véase R. SCHMALENSEE, *supra* nota 29, en cap. 2.

⁴⁰ De hecho una negativa rotunda para ofertar es bastante rara. Las empresas de servicios eléctricos intentan comúnmente resistir períodos severos de regulación cortando abruptamente los gastos de inversión y mantenimiento, rehusándose así a ofrecer un servicio de alta calidad, mientras tratan de cambiar las decisiones reguladoras desfavorables en las cortes o a través del proceso político. Para una discusión del impacto de ganancias inadecuadas en la calidad del servicio en las industrias reguladas durante los setenta, véase A. CARRON & P.MACAVOY, *THE DECLINE OF SERVICE IN THE REGULATED INDUSTRIES* 13 (1981).

Hace mucho tiempo que se reconoce la posibilidad de que la regulación en base al costo del servicio pueda dar incentivos inadecuados a las firmas reguladas para minimizar costos. Como señalaremos en la sección 3, durante años los reguladores han tratado de adaptar los procedimientos reguladores a fin de mejorar los incentivos para la eficiencia. Pero sólo en los últimos años los economistas teóricos han sido capaces de modelar formalmente el problema básico de la provisión de incentivos, permitiendo un análisis riguroso del diseño óptimo de las instituciones y de los procedimientos reguladores. Esta sección presenta una revisión selectiva de este trabajo reciente y discute lo que podemos y no podemos aprender de él.⁴¹ Los lectores deben estar prevenidos en adelante de que el flujo del trabajo teórico reciente tiene un valor práctico relativamente reducido. A lo más, ha reforzado las visiones prevalecientes sobre las propiedades básicas deseables de los mecanismos de incentivos.

La literatura reciente, en la que estamos interesados, se desvía del trabajo teórico anterior sobre precios óptimos y decisiones de inversión para un monopolio natural.⁴² En el trabajo anterior se asumía que el regulador tenía información perfecta y podría dirigir a la empresa de servicios hacia la minimización de costos y tomar decisiones de interés público; la cuestión era exactamente qué reglas de decisión eran mejores para el público. La literatura reciente comienza con el supuesto de que el regulador tiene menos información que la empresa y así no puede normar todas las decisiones de la firma, y que la empresa de servicios está interesada en su beneficio y no en el bienestar social.

⁴¹ Revisiones más extensas y formales de estos desarrollos recientes, acompañados con excelente bibliografía, se dan en Sappington & Stiglitz, *Information and Regulation*, en PUBLIC REGULATION: PERSPECTIVES ON INSTITUTIONS AND POLICIES (E. Bailey ed.) (próxima publicación) y Baron, *Design of Regulatory Mechanisms and Institutions*, en HANDBOOK OF INDUSTRIAL ORGANIZATION (próxima publicación). Entre las contribuciones más importantes a la literatura sobre regulación óptima de las empresas de servicios incluyase Freixas & Laffont, *Average Cost Pricing Versus Marginal Cost Pricing Under Moral Hazard*, 26. J. PUB. ECON. 135 (1985); Sappington, *Optimal Regulation of a Multiproduct Monopoly with Unknown Technological Capabilities*, 14 BELL J. ECON. 453 (1983); Baron & Myerson, *Regulating a Monopolist with Unknown Cost*, 50 ECONOMETRICA 911 (1982) y Loeb & Magat, *A Decentralized Method for Utility Regulation*, 22. J.L. y ECON 399 (1979); véase también fuentes citadas en *infra* nota 45.

⁴² Véase, e.g., W. SHARKEY, *THE THEORY OF NATURAL MONOPOLY* vii (1982).

2.1 La Teoría de la Agencia

Buena parte del trabajo reciente en regulación óptima es una aplicación de lo que se conoce como teoría de la agencia, o el modelo principal/agente, que provee un marco general para tratar con problemas de incentivos. El problema básico considerado por la teoría de la agencia involucra un participante, el principal, que contrata a otro participante, el agente, para que realice acciones para el interés del primero. El principal quiere que el agente tome acciones que hagan que alguna medida de desempeño sea lo más grande posible. En la versión más general de este marco, el resultado efectivo depende de la calidad de las acciones y decisiones del agente (típicamente referidas como su “esfuerzo”), de sus oportunidades tecnológicas y económicas y de factores aleatorios.⁴³ El principal no puede observar ninguno de estos aspectos directamente, aunque puede tener alguna información sobre el rango de oportunidades tecnológicas y económicas y puede conocer las probabilidades vinculadas con los posibles resultados de los procesos aleatorios. El principal intenta diseñar un mecanismo para compensar al agente, que lo inducirá a acercarse en lo posible a la maximización del criterio de desempeño del principal, tomando en cuenta el costo de compensar al agente. Este mecanismo de compensación debe tener la propiedad de que el agente espere (en promedio, antes que la realización de las variables aleatorias tenga lugar) recuperar sus costos. El agente no aceptará ningún arreglo que no satisfaga su restricción de viabilidad. Más aún, si la relación involucra muchos períodos, el agente se retirará si no espera recuperar los costos de futuras acciones.⁴⁴ Este perfil general ha sido usado, con adaptaciones específicas, para tratar con muchos tipos de problemas económicos y legales y sus arreglos institucionales asociados. Estos incluyen contratos de trabajo y determinación de salarios, organización interna y problemas de control dentro de las firmas, control de los

⁴³ Las situaciones en las cuales las oportunidades del agente son conocidas por el principal, tal que el esfuerzo es el único aspecto no observable, se conocen como problemas de “azar moral” o acción oculta”. Por otro lado, si el esfuerzo es observable o irrelevante pero las oportunidades (costos, por ejemplo) no son conocidas por el principal, se dice que el problema involucra “información oculta” o “selección adversa”.

⁴⁴ Mencionamos esto a pesar del hecho que buena parte del trabajo teórico relevante es esencialmente estático, involucrando arreglos de sólo dos períodos. En el mundo real, las relaciones contractuales tienden a ser durables y de larga vida, para la eficiencia se requieren inversiones específicas en términos de sus relaciones, en activos tangibles o intangibles. Véase O. WILLIAMSON, THE ECONOMIC INSTITUTIONS OF CAPITALISM cap. 1-3 (1985).

administradores de la firma por parte de los accionistas, defensa de los contratos, arreglos contractuales de largo plazo entre compradores privados y vendedores y, recientemente, el diseño de instituciones reguladoras.⁴⁵

En el contexto regulador, la comisión es el principal (e, implícitamente, el agente de los consumidores)⁴⁶ y la empresa de servicios regulada es el agente. Casi toda la literatura sobre diseño de la regulación comienza con un conjunto básico de supuestos. Primero, se asume que el regulador tiene un objetivo único bien definido. Sin tal objetivo, el concepto de regulación “óptima” no está definido. Generalmente, se asume que el regulador maximiza el bienestar agregado del consumidor, un objetivo consistente con los tres objetivos asumidos anteriormente. Segundo, el regulador está sujeto a mantener la viabilidad de la empresa de servicios. Esto es consistente tanto con la legislatura actual que obliga a un retorno justo como con la teoría de la agencia. Tercero, se asume que la información del regulador es inferior a la del administrador de la empresa. Sin este supuesto clave, el regulador podría simplemente convertirse en un segundo administrador y, si la ley lo permite, dictar todas las decisiones de la firma con el fin de maximizar el objetivo de la regulación.

⁴⁵ Para una referencia a la teoría de la agencia y sus aplicaciones, particularmente al contrato laboral, véase O. HART & B. HOLMSTROM, *THE THEORY OF CONTRACT* (MIT, Department of Economics, Working Paper No. 418, 1986). Otras aplicaciones menos formales fuera de la arena de la regulación incluyen O. WILLIAMSON, *supra* nota 44; Jensen & Meckling, *Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs and Capital Structure*, 3. J.FIN.ECON. 305 (1976); P. Joskow, *Contract Duration and Durable Transaction Specific Investments: The Case of Coal* (1986) (manuscrito no publicado en archivo del Yale Journal on Regulation).

⁴⁶ Un conjunto interesante de problemas involucra el control de agencias administrativas por funcionarios elegidos y el control de éstos por el público. El marco general de la teoría de la agencia puede tratar estos problemas por lo que claramente tiene aplicaciones en ciencia política. Véase e.g. Kalt & Zupan, *Capture and Ideology in the Economic Theory of Contract*, 74 AM. ECON. REV. 279 (1984); Weingast y Moran, *Bureaucratic discretion or Congressional Control? Regulatory Policymaking by the Federal Trade Commission*, 91. J.POL.ECON. 765 (1983). La identidad del principal y del agente depende de la naturaleza del problema. Aquí simplemente asumimos que la agencia reguladora tiene la función objetivo “correcta”. La relación entre los objetivos efectivos del regulador y los intereses de los funcionarios elegidos y, por otro lado, los del público, es un problema interesante que cae fuera del ámbito de este artículo.

El supuesto de información asimétrica es bastante plausible aún cuando las empresas de servicios publican montañas de datos. Las agencias reguladoras generalmente tienen información muy buena sobre los costos efectivos contables de la empresa. En la industria de energía eléctrica, se ha hecho un considerable esfuerzo para establecer un sistema contable uniforme de datos financieros y operativos. Las empresas de propiedad privada deben presentar reportes sobre las variables de costos, precios, financieras en general, y de producción. Estos reportes están sujetos a auditoría. Esta información provee de una contabilidad bastante detallada acerca de lo que en promedio han sido los resultados de las decisiones pasadas y presentes de la firma— sujeto a que los costos contables de capital en cada instante pueden estar sustancialmente por encima o por debajo de los verdaderos costos económicos de capital.

Pero los datos contables no revelan directamente los costos marginales que son esenciales para establecer los precios eficientes. Más aún, el desempeño de la empresa de servicios en cualquier período depende de la calidad de las decisiones pasadas, especialmente de las decisiones de inversión, así como de decisiones en el presente, de las oportunidades y restricciones tanto económicas como tecnológicas que enfrenta la empresa, y de eventos aleatorios que están fuera del control de la misma. La agencia reguladora puede separar los efectos de estas influencias sobre resultados observables sólo de manera imperfecta. Por ejemplo, la eficiencia de las unidades generadoras de una firma en cualquier punto del tiempo dependerá de manera compleja de un gran número de factores observables y — para la agencia reguladora— factores no observables, sólo algunos de los cuales están bajo el control administrativo.⁴⁷ Es bastante difícil imaginar que una agencia reguladora esté siempre dispuesta a afirmar que una fracción particular de las variaciones anuales en la eficiencia de la unidad de generación se debe al esfuerzo administrativo y el resto se debe a otros factores. Parece aún menos posible que una agencia reguladora esté dispuesta a determinar si las decisiones administrativas específicas fueron óptimas dados los objetivos de la agencia.

⁴⁷ Véase, e.g., P. JOSKOW & R. SCHMALENSSEE. THE PERFORMANCE OF COAL BURNING ELECTRIC GENERATING UNITS IN THE UNITED STATES; 1960-1980 (MIT Department of Economics Working Paper, No. 379, rev. Abril 1986).

Los modelos de diseño de regulación óptima asumen que el objetivo del regulador es maximizar una medida del bienestar del consumidor, W , que puede estar expresada en dólares⁴⁸, sujeto a la restricción de que la empresa de servicios sea financieramente viable (que espere recuperar todos sus costos.) La comisión puede observar el nivel de W que resulta de las decisiones de la firma regulada, pero W depende de varias otras cosas que los reguladores no pueden observar o pueden observar sólo imperfectamente. En términos generales, éstas incluyen el grado de esfuerzo comprometido por el administrador de la empresa, E , (el esfuerzo adicional resulta en “mejores” decisiones), los parámetros de la función de costos de la empresa de servicios, C , (oportunidades tecnológicas, precios de insumos, etc.), y los eventos aleatorios, R , que afectan tanto los costos como las demandas. Se asume que los incrementos en el esfuerzo imponen costos a la firma, dado que los buenos administradores son caros y el trabajo fuerte es desagradable. La empresa de servicios elige E para maximizar el beneficio, tratando al régimen regulador como una restricción. Además, observa C y R , mientras que el regulador observa sólo W .⁴⁹ Dados los objetivos de la firma, los objetivos de la comisión reguladora y la estructura de información, la comisión intenta armar un mecanismo de pago que inducirá a la firma a tomar decisiones que den el valor más alto posible a la función objetivo de la comisión, neto de los pagos de la comisión a la empresa.⁵⁰ Generalmente, el mecanismo de pago atará parcialmente los ingresos de la firma regulada a los costos efectivos que la agencia observa y a alguna norma basada en la información que con anterioridad posee sobre los costos, la demanda y sus parámetros respectivos.

⁴⁸ Una medida comúnmente empleada es el excedente del consumidor, que es aproximadamente el valor del servicio para los consumidores menos lo que se pide que paguen por ellos.

⁴⁹ Aunque la agencia reguladora no puede observar perfectamente estas variables, normalmente tiene cierta información sobre las probabilidades de sus posibles valores, las mismas que le ayudarán a modelar algún mecanismo de control de regulación. En algunos modelos de esta literatura, la información de la firma es también imperfecta, y en otros el regulador puede adquirir información a un costo. El elemento clave es que la información de la firma es mejor que la del regulador.

⁵⁰ Buena parte de la literatura de la teoría de la agencia depende de supuestos sobre los grados de aversión al riesgo del principal y del agente. Véase los trabajos citados *supra* notas 41 y 45, véase también *infra* nota 52. Para los problemas que involucran el diseño de regímenes reguladores, que serían aplicados por los agentes de grandes gobiernos principalmente a grandes corporaciones, parece natural hacer el supuesto simplificador que tanto la comisión como la empresa de servicios son neutrales al riesgo. Este supuesto se hace comúnmente en el contexto de agencias reguladoras y las industrias que inspeccionan.

A primera vista, la idea de que los reguladores puedan establecer, adrede, precios que se desvíen del costo marginal, entra en conflicto con la proposición bien conocida del precio eficiente, por la cual los precios deberían igualarse al costo marginal. De hecho, hay un conflicto o trade off entre los incentivos óptimos para minimizar los costos de producción y la fijación óptima de precios si los reguladores sólo establecen precios ordinarios (o lineales), de tal modo que cualquier pago de los consumidores a la empresa de servicios es el precio multiplicado por el consumo (tal vez con un precio diferente para el consumo en diferentes momentos del día o estaciones del año). La empresa sólo puede ser recompensada estableciendo el ingreso total por encima del costo total, y con precios lineales no hay forma de hacer esto sin desalentar el consumo eficiente, estableciendo el precio por encima del costo unitario. Análogamente, el consumo es alentado ineficientemente si el castigo a la empresa de servicios toma la forma de precios por debajo de los costos.

A nuestro entender, la literatura formal no ha considerado este conflicto explícitamente. Sin embargo, parece claro que en general, para lograr una oferta eficiente en el caso de los precios lineales, será óptimo dar incentivos más débiles asumiendo todo lo demás constante, que en una situación en la cual la comisión pudiera cobrar multas u otorgar pagos directos a fin de reflejar el trade off entre la minimización de los costos de producción y la fijación óptima de los precios. Si los precios ordinarios son usados para dar incentivos, sólo podrá comprarse mayor producción eficiente al costo de menor consumo eficiente, mientras que este costo adicional está ausente si los pagos directos son posibles.⁵¹

A través del uso de programas de precio no lineales, de acuerdo a los cuales la factura de electricidad de un cliente no es sólo una constante multiplicada por el consumo, los reguladores pueden de hecho multar o subsidiar a la empresa sin distorsionar de manera excesiva las señales

⁵¹ Véase, R. SCHMALENSEE, *supra* nota 29, donde se argumenta que cuando C y R son altamente inciertos la resistencia a tener precios muy por encima o por debajo del costo marginal puede hacer que los reguladores liguen los precios más cercanamente a los costos observados, y así den incentivos débiles para la oferta eficiente. Así, se sigue que los incentivos

de precio en las cuales los clientes basan sus decisiones de consumo. Para ver esto con más claridad, considérese el programa no lineal más simple, una tarifa de dos partes.⁵² Suponga que un cliente conectado a la empresa de servicios eléctricos que sirve su área, paga un monto fijo mensual F , y un monto por kilowatt hora (kwh) P . Como F no es grande con respecto al ingreso del consumidor, no impedirá su consumo de electricidad ni afectará el monto que demanda. Las decisiones de consumo se basarán así enteramente en la variable precio P , que consecuentemente debería establecerse tan cerca como sea posible al costo marginal. El monto fijo F puede variar para recompensar o castigar a la empresa. En este esquema, se imponen impuestos directamente a los usuarios –vía un monto fijo que da altos beneficios- para recompensar a la empresa de servicios; la comisión no necesita llegar a impuestos generales a los ingresos. De hecho, esta forma de imposición puede ser inferior a otros impuestos desde el punto de vista de la equidad.⁵³ Sus principales méritos son que es consistente con las posibilidades de acción efectiva de las comisiones reguladoras, y que es más eficiente desde el punto de vista de la sociedad para recompensar o castigar a la empresa de servicios variando F , en vez de establecer F igual a cero (usando la fijación óptima de precios lineal) y variar la magnitud de P para dar incentivos.

El resto de esta sección se basa en la literatura teórica y asume que los reguladores pueden controlar los niveles de consumo (vía P) y los ingresos de la empresa de servicios eléctricos (vía F) más o menos independientemente. No obstante, es importante reconocer que la implementación de los esquemas que dependen de este supuesto necesitaría que muchas comisiones modificaran su enfoque sobre el diseño de las estructuras de tarifas, requiriendo que

óptimos habrían sido más fuertes en los estables sesenta que en los turbulentos setenta. Véase también Joskow, *supra* nota 28, en 316-21.

⁵² Para un modelo que explícitamente toma el enfoque descrito aquí, véase Baron & Besanko, *Regulation, Asymmetric Information, and Auditing*, 15 Rand. J. Econ. 447 (1984). Las tarifas escalonadas, en las que el costo marginal de electricidad cae a medida que se consume más, son otro ejemplo familiar de precios no lineales. Las tarifas escalonadas han sido ampliamente usadas por las empresas de servicios públicos por décadas, aunque no por las razones descritas aquí. Una tarifa de dos partes es aproximada por una estructura de escalonamiento con dos tasas marginales, donde la primera tarifa, muy alta, se aplica a la primera, y muy pequeña, unidad de consumo.

⁵³ Sin embargo, debe notarse que en la medida que las comisiones pueden imponer tarifas “lineales de por vida” que permiten dar el servicio a precios por debajo de los costos, el valor de F puede, al menos hasta cierto punto, y con un incremento en los costos administrativos, hacerse menor para los clientes más pobres o que lo merezcan más.

los precios marginales y los niveles de ingreso total sean tratados como objetivos independientes con igual importancia.

2.2 Algunas Prescripciones de Política

Un ensayo reciente de Jean-Jacques Laffont y Jean Tirole ejemplifica la literatura sobre regímenes reguladores óptimos y deriva algunas reglas generales muy sugerentes.⁵⁴ Laffont y Tirole consideran una firma regulada con la siguiente función de costo total:

$$(1) \quad \text{Costo Total} = (R + C - E)q + K$$

En esta ecuación q es el producto y K es el costo de capital fijo que no varía - es una constante conocida por la firma y su regulador. El costo operativo unitario tiene tres determinantes: R es una variable aleatoria que refleja los eventos actuales fuera del control de la empresa de servicios (como los precios de los combustibles), C es una constante conocida sólo por la empresa que refleja decisiones de inversión pasadas y E es elegida por la firma. Mayores niveles de esfuerzo elevan E pero disminuyen la utilidad de los administradores. Los administradores de la firma conocen C , observan R , y eligen E , sujetos a las reglas reguladoras, para maximizar el beneficio neto de la firma, definido como el beneficio contable menos el costo efectivo del esfuerzo de los administradores. El regulador conoce la probabilidad de todos los valores posibles de R y C , pero no puede observar R , C , o E directamente. Se asume que no existe incertidumbre sobre la demanda; tanto la firma como el regulador conocen exactamente de qué manera la cantidad demandada depende del precio de la electricidad.

Laffont y Tirole asumen que los reguladores pueden observar el costo variable unitario (o costo operativo) V , donde $V = R + C - E$. Esto parece un supuesto razonable, basados en la discusión de la sección I; quizá más razonable que el supuesto de que el costo de capital pueda estar determinado por la firma o por el regulador usando los datos contables disponibles. Laffont y Tirole muestran que el sistema compensatorio que maximiza el bienestar del consumidor, que

⁵⁴ Laffont & Tirole, *Using Cost Observations to Regulate Firms*, 94, J. Pol. Econ. 614 (1986).

además hace viable financieramente a la empresa, puede describirse como sigue.⁵⁵ La agencia reguladora emite una regla que describe cómo serán determinados los dos componentes de una tarifa de dos partes, el cargo fijo F y el cargo por kwh , P . Se pide a la empresa (se asume que conoce C y ha observado R) dar un estimado de V para, digamos, los tres próximos años. Llamemos este estimado V^e .⁵⁶ Siguiendo la regla formulada, el regulador anuncia que el cargo por kwh , P , en la tarifa de dos partes de la electricidad, será igual a este estimado.⁵⁷ Dado P , la comisión calcula la cantidad de electricidad que será demandada, q , a partir de su conocimiento (asumido) acerca de la curva de demanda. Finalmente, la comisión sigue esta regla formulada y anuncia que el monto fijo F variará cada año dependiendo del nivel efectivo de V que es observado, de forma tal que el ingreso efectivo de la empresa en cada año es determinado por la siguiente función:

$$(2) \quad \text{Ingreso Total} = K + [B(V^e) + V^e q] + S(V^e) [Vq - V^e q]$$

En este esquema, la tarifa de la comisión describe las funciones $B(V)$ y $S(V)$; los valores efectivos de B y S usados en esta ecuación para calcular el ingreso permitido a la empresa

⁵⁵ Laffont y Tirole asumen que la firma regulada debe mantenerse viable (la utilidad de los administradores debe al menos ser igual al límite inferior) para todos los valores de R . Esto es apropiado si uno asume, como ellos lo hacen, que la programación de compensación será seleccionada por una única vez. Pero, dado que los comisionados o sus sucesores no pueden obligarse a no revertir políticas actuales, y dado que R y su distribución de probabilidad cambiarán en el tiempo, parece más plausible pensar en una programación de compensación para un período corto, como un año o dos. Adoptamos esta interpretación en lo que sigue. Parece entonces más natural describir la restricción de viabilidad como el requerimiento de que la firma deba cubrir sus costos en promedio, dado que la buena y la mala suerte se anularán en promedio. Esta diferencia no parece esencial en el contexto presente, aunque cambiar la forma exacta de la restricción de viabilidad puede alterar algunos detalles de los resultados de Laffont-Tirole. La posibilidad de revisiones futuras trae problemas más serios. Véase *infra* el texto de la nota 72.

⁵⁶ En el análisis teórico, V^e es simplemente una postura de la empresa. En la práctica, puede reflejar *pro forma* reglas contables de futuros años de prueba.

⁵⁷ De hecho, Laffont y Tirole muestran que puede ser óptimo fijar P por encima de V^e si valores altos de F producen pérdidas de eficiencia. Véase Laffont & Tirole, *supra* nota 54. Es óptimo fijar el monto de la variable igual al costo marginal sólo si el monto fijo es, en efecto, un impuesto perfecto que no produce distorsiones en la economía. Como antes, asumimos aquí que se trata de este tipo de impuestos. En el caso de la electricidad, éste no parece un mal supuesto.

dependen, como se indica, del valor estimado de estimado de V^e subsecuentemente por la empresa.

Siguiendo el caso formal el ingreso ganado por una firma cada año, tiene tres componentes como se muestra en la ecuación (2). El primero es su costo de capital, K , que por supuesto está fuera del control de la empresa de servicios. El segundo componente también fijo es, es igual al costo operativo esperado $V^e q$ más un bono B , que en principio puede ser positivo o negativo. En el tercer término de esta ecuación, S está siempre entre cero y uno. Así, la empresa de servicios recupera en ingresos sólo una fracción de la diferencia entre el costo operativo efectivo y el estimado inicial de tal costo. Nótese que no hay aquí un test de prudencia; la comisión nunca trata de ver si los excesos de costos se deben a malos manejos o a la mala suerte.

Además de demostrar que dados todos los supuestos, una función de ingreso de esta forma puede dar incentivos óptimos para la reducción de costos, Laffont y Tirole también derivan algunas propiedades interesantes de las funciones óptimas B y S . Primero, nunca es eficiente tener un contrato puro de adición al costo; S es siempre estrictamente menor que uno. Segundo, cuanto mayor sea el costo estimado de la empresa en relación a las expectativas de los reguladores, menor será el bono fijo B , pero mayor será la fracción, S , de exceso de costos que la empresa de servicios podrá reembolsar. Así, las firmas que estiman ex ante que los costos serán relativamente mayores, tendrán un pago fijo relativamente pequeño, pero enfrentarán una pequeña proporción de riesgo de los excesos o defectos de costos. Tercero, es eficiente establecer S cerca de cero si V^e está cerca al mínimo valor posible de V . Así, si hay muy poca incertidumbre sobre V , tal que los valores posibles más altos y más bajos son cercanos, la empresa estará operando la mayor parte del tiempo muy cerca a un contrato de precio fijo. Su ingreso dependerá casi exclusivamente de su costo estimado, no de su costo efectivo. Por otro lado, si hay mucha incertidumbre la empresa de servicios y sus clientes compartirán el riesgo de que el costo se desvíe de las expectativas.

El trabajo de Laffont y Tirole sostiene el principio general según el cual un buen mecanismo de incentivos usualmente involucra cierta participación en los riesgos de excesos de

costos entre una empresa de servicios y sus clientes, y ofrece algunas ideas sugerentes. Pero esto también ilustra la complejidad del problema del diseño de los esquemas de incentivos óptimos. Aún bajo los fuertes supuestos tomados en este análisis, la comisión debe seleccionar las funciones B y S que dependen de manera compleja de toda la información del regulador sobre las condiciones de demanda, sobre las probabilidades de valores alternativos de los parámetros de costo R y C y sobre el costo de varios niveles de esfuerzo de la empresa. El problema sería aún más difícil si hubiera incertidumbre sobre la demanda, si la función de costos no fuera de la forma simple conocida, o si la comisión no conociera el costo de los niveles alternativos de esfuerzo de la empresa de servicios.

Como en la mayor parte de la literatura económica, el modelo de regulación de Laffont y Tirole es esencialmente estático: la comisión y la empresa de servicios toman una decisión cada una. Los costos de capital y los stocks de planta y equipo que reflejan se toman como fijos. Sin embargo, la relación entre una agencia reguladora y una firma regulada es dinámica. Las firmas y las comisiones participan de un juego de muchos períodos. Los parámetros subyacentes de las estructuras de costos y demanda cambiarán en el tiempo debido a las decisiones de inversión de la empresa, al progreso tecnológico y a cambios en los mercados de insumos y en la economía en general. Los esquemas de incentivos óptimos deben ser diseñados a la luz de posibles cambios estructurales y deben ser modificados cuando tales cambios ocurran. La regulación afecta directamente las decisiones de inversión, y un régimen regulador completamente óptimo debe dar incentivos para una inversión y operación eficientes. Debe reconocerse también que los cambios en el régimen regulador alterarán el riesgo de la empresa y así afectarán sus costos de capital.⁵⁸

La naturaleza del juego entre el regulador y la firma cambia dramáticamente cuando ambos toman decisiones en el tiempo. En principio, la comisión puede usar observaciones repetidas del desempeño de la firma para mejorar su información y usar esa información para ajustar recompensas y penalidades. Sabiendo esto, la firma tiene un incentivo para tratar de engañar al regulador, tal vez hasta elevando los costos y sacrificando beneficios hoy, con el

propósito de hacer que la estructura de recompensa/penalidad de mañana sea más favorable.⁵⁹ Como los funcionarios de la comisión de servicio público no pueden firmar contratos que los protejan a ellos o a sus sucesores de cambios en las políticas -sin mencionar las legislaciones actuales y futuras-, no pueden resolver este problema prometiendo no usar lo que han aprendido de las firmas. Tal política de la avestruz (esconder la cabeza en la tierra) sería muy irresponsable aún en el caso en que fuera creíble. Cuando los incentivos para engañar son tomados en cuenta, el problema de diseñar un régimen regulador dinámico óptimo se mueve a un nuevo nivel de complejidad. Se ha probado que estas consideraciones dinámicas son difíciles de analizar, aún en modelos simples.

Hasta ahora, la literatura teórica adopta supuestos fuertes y sin embargo no ha producido un conjunto claro de reglas de manual que puedan ser fácilmente aplicado, junto con la información empírica disponible, para desarrollar mecanismos de incentivos óptimos o aún “buenos” para las empresas de servicios. No se ha descubierto nada tan útil como “los precios basados en los costos marginales”. Sospechamos que esto refleja la dificultad inherente del problema más que la inmadurez de la literatura.⁶⁰ Parece menos probable aún que surjan reglas prácticas de un trabajo más general, que permita fuentes adicionales y realistas de incertidumbre, que considere incentivos para decisiones de inversión y operación eficientes, y que haga justicia a la dinámica de las relaciones reales de la regulación.

Todo esto al menos muestra que ningún esquema de incentivos será óptimo en todas las circunstancias y que el esquema apropiado de incentivos, para cualquier firma particular, puede cambiar dramáticamente en el tiempo a medida que cambien las condiciones económicas y la

⁵⁸ En particular, la regulación por incentivos elevará el costo de capital si incrementa el “riesgo sistemático” de la empresa de servicios -el monto en el que las ganancias de la empresa varían directamente con la actividad económica.

⁵⁹ Véase, e.g., Sappington, *Strategic Firm Behavior Under a Dynamic Regulatory Adjustment Process*, 11 BELL J. ECON 360 (1980); Vogelsang & Finsinger, *A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Firms*, 10 BELL, J. ECON. 157 (1979). Véase Baron, *supra* nota 41.

⁶⁰ El patrón típico en la economía teórica es que los primeros ensayos sobre cualquier tema particular producen resultados simples y claros, muchos de los cuales posteriormente se muestran correctos sólo bajo circunstancias muy especiales.

información de la comisión. Sin duda, se hará más progreso en el frente teórico en los próximos años. En este punto, nuestro entendimiento teórico del problema del diseño de mecanismos, junto con el análisis del régimen regulador actual en la sección I, lleva a ocho interesantes ideas, que desafortunadamente ofrecen poca orientación específica para su aplicación a las empresas de electricidad:

- *Primero.* En general es deseable separar, al menos parcialmente, la compensación que un monopolista regulado recibe de los costos contables efectivos en los que incurre: los regímenes puros de adición al costo casi nunca son óptimos. El rezago en la regulación automáticamente completa esto hasta cierto punto, pero no hay razones para pensar que el sistema actual da incentivos óptimos para la oferta eficiente de electricidad. La magnitud de esta separación óptima variará directamente con la habilidad de la agencia reguladora para determinar cuál debería ser el costo “eficiente” e, indirectamente, con las incertidumbres económicas y tecnológicas que la firma enfrenta. Pueden usarse precios no lineales en vez de tarifas lineales ordinarias, a fin de dar mejores incentivos a un costo social menor.

- *Segundo.* El diseño de mecanismos de incentivos requiere de una definición cuidadosa de los objetivos de la comisión, la información que tiene, y la naturaleza de las incertidumbres acerca del costo y la demanda. El mecanismo de incentivos debe ser sensible a cambios en las condiciones económicas subyacentes. Cuando las incertidumbres económica y tecnológica se incrementan, en general es óptimo reducir la fuerza de los incentivos, alejarse de contratos de precios fijos hacia (pero no totalmente) regímenes de adición al costo. Esto sugiere que los esquemas de incentivos deben ser regularmente rediseñados, como lo son ahora las tarifas. Por otro lado, las reglas de compensación deben mantenerse fijas para períodos razonablemente largos (y las empresas de servicios deben anticipar que esto pasará) a fin de que tengan efectos notables en el comportamiento de las empresas.

- *Tercero.* Sería ideal que los pagos de incentivos estén basados en medidas comprensivas de desempeño. Si, por ejemplo, la minimización de costos es la norma de desempeño, una provisión de incentivos basada en la confiabilidad de la unidad de generación y no en los costos totales, puede resultar contraproducente. La razón para esto es simple: una firma regulada actuará en su propio interés y tratará de mejorar sólo la medida del desempeño con la cual será clasificada, a expensas de otras dimensiones de desempeño. Si un esquema de incentivos hace beneficioso incrementar la confiabilidad de la unidad generadora, pero no penaliza gastos excesivos de mantenimiento o de capital, la firma puede gastar grandes sumas de dinero para mejorar la confiabilidad pero, en el proceso, incrementará los costos totales.
- *Cuarto.* Los esquemas de regulación por incentivos trabajan induciendo a la administración a tomar decisiones eficientes. Esto sugiere que las recompensas y penalidades deberían estar basadas estrechamente en los resultados que están sujetos al control administrativo. Tiene poco sentido recompensar o penalizar a la administración por eventos aleatorios sobre los cuales no tienen injerencia alguna. Sin embargo, en alguna medida es casi imposible evitar hacer esto en la práctica, dado que el problema básico es que las comisiones no pueden separar los impactos del esfuerzo de la administración de los impactos de los eventos aleatorios.
- *Quinto.* Cualquier buen mecanismo de incentivos debe permitir que la firma gane beneficios por encima del costo de capital cuando surgen algunas contingencias, y beneficios por debajo del costo de capital cuando surgen otras. Las reglas del juego deben ser tales que la firma espere, al menos, recuperar en promedio sus costos a lo largo del tiempo.⁶¹

⁶¹ Laffont-Tirole y otros trabajos sugieren que los mecanismos de incentivos óptimos pueden dar retornos esperados de las inversiones que son de hecho mayores que el costo de capital de la firma. Véase Laffont & Tirole, *supra* nota 54; Sappington & Stiglitz, *supra* nota 41; Baron, *supra* nota 41. El argumento básico es que la restricción de viabilidad limita el uso de penalidades para dar incentivos, de manera que si los incentivos fuertes son necesarios, se requerirán estipendios generosos. No es claro para nosotros cuan seriamente debe tomarse este

- *Sexto.* Dado que los reguladores pueden hallar políticamente difícil evitar cambios en las políticas cuando las empresas de servicios ganan beneficios muy altos o muy bajos, los esquemas que parecen producir tales resultados pueden no ser creíbles. Si una firma no cree, por ejemplo, que se le permitirá ganar altos beneficios por su desempeño superior, una promesa en tal sentido no dará incentivos para una oferta más eficiente. Sería deseable limitar las recompensas y penalidades a niveles políticamente aceptables, para convencer a las empresas de servicios de que el esquema de incentivos anunciado realmente será seguido.

- *Sétimo.* Como un aspecto práctico, los esquemas de incentivos deben engranarse bien con los principios contables de regulación vigentes. En el pasado estos esquemas han sido superpuestos sobre las estructuras y procedimientos de los reguladores, de las empresas de servicios y de la contabilidad. Esto también será cierto en el futuro si no se realizan mayores cambios legislativos. Los esquemas de incentivos son usualmente vistos como experimentales, y se hacen comparaciones con los procedimientos tradicionales. En cualquier caso, se requerirán sistemas contables de costos y no parece probable que los reguladores abandonen los que han estado usando por tantos años. Esto implica, en particular, que los reguladores tendrán mucha mejor información sobre los costos reales de operación que sobre los costos reales de capital, y sugiere la dificultad de usar esquemas de incentivos para mejorar la calidad de la toma de decisiones de inversión.

- *Octavo.* Aún en teoría, los esquemas óptimos de incentivos no pueden producir desempeños perfectos. En este aspecto, la regulación es inherentemente inferior a la competencia. Más aún, un esquema de incentivos pobremente diseñado puede dar resultados que son aún peores que aquellos producidos por los arreglos reguladores actuales. Los esquemas de pagos de incentivos deberían ser evaluados en el contexto de, e integrados con, otros mecanismos reguladores de control, tales como un rezago inevitable en la regulación y desaprobaciones directas de gastos imprudentes.

resultado en la práctica, dado que puede estar guiado por la interpretación de la restricción de viabilidad discutida en *supra* nota 55.

III. LA REGULACIÓN POR INCENTIVOS EN LA PRÁCTICA

Los economistas teóricos modernos no son los primeros que han notado las debilidades de la regulación de adición al costo; los participantes y observadores de la regulación de las empresas de servicios públicos han estado al tanto de ellas por muchos años. Se han sugerido una variedad de enfoques diferentes para construir mejores incentivos dentro del proceso regulador a lo largo de los años, y algunos han sido empleados de tiempo en tiempo. Ciertamente, los esfuerzos para desarrollar esquemas de incentivos son al menos tan viejos como la regulación misma.⁶² En los años recientes, ha habido un renovado interés en estos mecanismos. Este interés ha sido motivado en parte por las condiciones inflacionarias, que han producido rápidos incrementos en las tasas nominales de electricidad y que son políticamente impopulares. El punto de vista que “si no está roto, entonces no lo arregles” también ha sido debilitado por los cortes de luz (para ahorrar energía) y por los apagones de principios de los años setenta, por el exceso de capacidad actual y por el cierre continuo de plantas generadoras nucleares inconclusas y muy caras. Además, el éxito de la desregulación en otros sectores ha sugerido de manera natural a muchos políticos, que debe ser posible “hacer algo acerca de la electricidad”. La disponibilidad de mejores herramientas teóricas ha jugado un rol menor; los debates acerca de esquemas de incentivos han tenido en cuenta las lecciones que da la historia y el sentido común, antes que las lecciones teóricas.

3.1. Enfoques de la Regulación por Incentivos

Esta sección cambia el enfoque de la búsqueda del “mejor” arreglo compensatorio hacia esquemas de regulación por incentivos que hayan sido propuesto como “buenos”, o mejores que el status quo. Comenzamos con una revisión de algunos enfoques de regulación por incentivos

⁶² Ciertamente son antiguos, debido a que los mismos tipos de problemas surgen naturalmente con los contratos de franquicia municipal para los servicios públicos, la institución precursora de la regulación por comisiones. Para una revisión de los esquemas de incentivos discutidos antes de la década del ochenta, véase R. SCHMALENSEE, *supra* nota 29. Para una discusión de la franquicia municipal, véase *id.*, en 51-53, 76.

ampliamente discutidos y luego nos centraremos en los esquemas de incentivos recientemente adoptados en Estados Unidos.

3.1.1 *La Escala Móvil*

El primero de los llamados planes de “escala móvil” fue empleado en Inglaterra a mediados del siglo pasado.⁶³ Estos planes buscan que los precios lineales ordinarios se ajusten automáticamente en el momento en que la tasa de retorno de la empresa de servicios difiera de su tasa de retorno de inversión meta o “justa”, ya establecida. Si una firma decide reducir sus costos, tal que su tasa de retorno se debe por encima de la meta, los precios se reducirán. Pero la reducción del precio se diseña para dejar a la firma con algunos beneficios excedentes dando un incentivo para la eficiencia.

Estos esquemas han tomado una variedad de formas, pero la más simple se vería como sigue. Sea r^* la tasa de retorno meta (ingresos menos costos operativos y depreciación divididos entre el valor del capital de los libros) y sea r_t la verdadera tasa de retorno a los precios que inicialmente rigen en el año t . Entonces la escala móvil ajustaría los precios de manera que la tasa efectiva de retorno r_t^a , a los nuevos precios, esté dada por:

$$(3) \quad r_t^a = r_t + h(r^* - r_t),$$

donde h es una constante entre cero y uno. Así, si a los precios prevalecientes la tasa de retorno percibida cae por debajo de r^* (que asumiremos es el costo de capital de la empresa), las tasas son ajustadas hacia arriba para incrementar la tasa de retorno en una fracción, h , de la diferencia entre la tasa de retorno percibida y la tasa de retorno meta. Nótese que en la ecuación (3), como en el mecanismo óptimo de Laffont y Tirole discutido en la sección II, y en muchos otros esquemas de incentivos, la empresa de servicios y sus usuarios explícitamente comparten tanto los riesgos como las recompensas.

Para implementar un plan de escala móvil, una audiencia inicial de tasas debe establecer la tasa de retorno meta, r^* , y determinar los precios a los que se espera que la firma perciba una

tasa de retorno igual a r^* , como bajo los procedimientos convencionales. Además, la comisión debe elegir la “constante de participación”, h . Si h es igual a uno, la empresa gana la tasa de retorno meta en cada período; la regulación es esencialmente de adición al costo. La discusión en la sección II indica que h debería ser pequeña - y la regulación acercarse a un contrato de precios fijos - cuanto menos importantes sean las incertidumbres económicas y tecnológicas enfrentadas por la empresa de servicios eléctricos. De allí en adelante, los precios son ajustados regularmente según la ecuación (3), cuando se realicen las próximas audiencias de tasas muchos años después.

Un esquema general de escala móvil de este tipo para ventas de electricidad fue usado en Washington D.C., entre 1924 y 1955. Durante este período los precios de la electricidad cayeron (como lo hicieron por todo los Estados Unidos) y los beneficios fueron altos. El esquema dejó de funcionar durante los años cincuenta debido a la inflación. Un plan más complicado fue introducido en Nueva Jersey en 1944, a fin de determinar los precios fijados por la New Jersey Power and Light Company. El plan fue aplicado por cuatro años y luego fue retirado a petición de la compañía.⁶⁴ El enfoque de escala móvil tiene varias virtudes. Primero, es fácil de explicar y entender. Segundo, provee incentivos explícitos para la minimización de costos. Tercero, se acopla bastante bien a la contabilidad tradicional de la empresa y a los principios de formulación de tasas, de manera que puede ser aplicado fácilmente a una firma que ha estado operando por muchos años sujeta a la regulación en base a costos del servicio.

Sin embargo, los planes de escala móvil también tienen serios defectos. El primero es que la empresa de servicios es recompensada por minimizar el costo total contable. Debido a la manera en que se trata el costo de capital en la contabilidad de la empresa,⁶⁵ esto no la llevaría a minimizar el costo económico real de ofertar electricidad. Un segundo y aún más serio problema con este sencillo mecanismo, es que da precios que son persistentemente muy altos o muy bajos cuando las condiciones económicas cambian. Por ejemplo, si los precios de los insumos se elevan en el tiempo debido a la inflación, la tasa de retorno de la empresa de servicios caerá en el tiempo, aún si produce eficientemente. Si el cambio tecnológico reduce los costos de equipo de

⁶³ Para una discusión general de los planes de escala móvil y su historia, véase id. 126-30.

⁶⁴ Para una breve discusión de estas experiencias y un conjunto de referencias, véase id. en 127.

generación y transmisión, ocurrirá lo opuesto. Un mecanismo deseable de pago de incentivos debe tomar en cuenta los cambios observables en los precios de los insumos, las oportunidades tecnológicas, y las condiciones de demanda que están fuera del control de la empresa. El esquema de escala móvil falla en esto. Un tercer problema es que no reconoce el carácter multiproducto de las empresas de servicios eléctricos.⁶⁶ La escala móvil, como muchos esquemas de incentivos, determina sólo el nivel promedio de los precios. Los incrementos o reducciones en los precios para los servicios individuales podrían estar atados al cambio promedio o dejados a la compañía. Cualquiera de estos dos enfoques es potencialmente problemático.

3.1.2 Mecanismos de Ajuste Parcial de los Costos Globales

Se han sugerido algunos esquemas que producen cambios automáticos en los precios basados en las diferencias entre el costo total efectivo del servicio y alguna línea base, tal como el costo por kwh determinado con un test de los datos anuales durante una audiencia de tasas.⁶⁷ Los incentivos para la reducción de costos se producen debido a los cambios en los precios, que son proporcionales a los cambios en costos. Para ver cómo trabajan estos esquemas, sea C^* el costo estimado por unidad de producto de la firma, determinado en una audiencia reguladora, y sea C_t el costo efectivo por unidad en algún período futuro. Entonces, en el caso más simple, podríamos permitir el ajuste periódico de los precios según la fórmula:

$$(4) \quad P_t = C^* + g (C_t - C^*),$$

donde g es una constante entre cero y uno.

Tal como está escrita, esta fórmula de ajuste presenta los mismos problemas señalados antes, en referencia a la valoración de la escala móvil. Ciertos autores han propuesto tratar con el más importante de éstos -la tendencia del mínimo costo posible de la empresa a cambiar en el

⁶⁵ Véase *supra* nota 26.

⁶⁶ Si bien a un nivel de abstracción estas firmas producen sólo electricidad, los costos de servir diferentes clases de clientes en momentos diferentes del día y estaciones del año no son los mismos, ni tampoco lo son las condiciones de demanda. Así, es útil tratar analíticamente a las empresas de servicios eléctricos como empresas multiproducto, aunque los electrones involucrados sean idénticos.

tiempo- incorporando los cambios en los precios de los insumos, por un lado, y el crecimiento de la productividad esperada, por el otro.⁶⁸ Esto es, en vez de aparecer con un único número C^* , el regulador anunciaría una función de costo medio esperada que sería usada para producir un conjunto de valores de C^* en el tiempo. Estos valores dependerían entonces, de manera específica, de los cambios en los precios de los insumos y de las oportunidades tecnológicas.

Esta modificación a la ecuación (4) requiere que el regulador estime cómo se espera que los costos mínimos varíen con los cambios en los precios de los insumos, el producto y el cambio tecnológico.⁶⁹ La comisión tendría que producir una función como la siguiente:

$$(5) \quad C^*_t = C^*(w_t, q_t, t).$$

En esta ecuación, w_t es un vector de precios de insumos en el año t y q_t es el producto (o vector de productos), que se incluye para capturar los efectos de las economías de escala y ámbito, y de cambios en la utilización de la capacidad instalada. Finalmente, el tiempo t , está incluido para reflejar los patrones esperados de cambios de la productividad. Idealmente, con el fin de dar incentivos para obtener un resultado eficiente, los precios de los insumos usados deberían reflejar las oportunidades de la firma (como, por ejemplo, en los precios spot o en las

⁶⁷ Muchas de estas propuestas son analizadas en R. SCHMALENSEE, *supra* nota 29, en 121-126.

⁶⁸ Véase, e.g., M. FOLEY & R. TUCKER, *ELECTRIC UTILITY PERFORMANCE STUDY 1972-1984* (1986), L. ANSELIN & HENDERSON, *A DECISION SUPPORT SYSTEM FOR UTILITY PERFORMANCE EVALUATION* (1985); L. JOHNSON, *INCENTIVES TO IMPROVE ELECTRIC UTILITY PERFORMANCE OPPORTUNITIES AND PROBLEMS* (1985); Cowing, Stephenson & Small, *Comparative Measures of Total Factor Productivity in the Regulated Sector: The Electric Utility Industry*, en *PRODUCTIVITY MEASUREMENT IN REGULATED INDUSTRIES* 161 (1981); Tenenbaum, *Using Statistical Cost Functions to Assess the Relative Productive Efficiency of Investor-owned Electric Utilities*, en *CHALLENGES FOR PUBLIC UTILITY REGULATION IN THE 1980's*. (H Trebing ed. 1981).

⁶⁹ Una modificación similar sería necesaria para hacer operacional el esquema Laffont-Tirole discutido en la sección II. Aunque en tal esquema se permite a la empresa de servicios producir un nuevo estimado de costos para cada período, la respuesta óptima de la comisión a cualquier estimado dado depende de las condiciones económicas y tecnológicas en ese instante. Más aún, si pensamos en aplicar esto a una firma existente que ha estado regulada por los principios tradicionales de formulación de tasas, la función usada para determinar C^* en cualquier período debería ser una función de costos contable/ingenieril que incorpore los principios contables de la regulación en vez de una función de costos “económica”.

series de precios publicadas para los insumos relevantes) antes que los precios de los insumos realmente pagados por la firma. Las ponderaciones dadas a los precios de los insumos deberían reflejar los efectos esperados de los cambios en estos precios sobre los costos totales. La ponderación dada al vector de producto reflejaría las economías o deseconomías de escala y ámbito, y los efectos de cambios en la utilización de la capacidad en los costos totales. La ponderación dada al tiempo reflejaría el crecimiento de la productividad (contable) esperada, determinada tanto por el cambio técnico como por reglas de depreciación contable.

La ecuación (5) sería usada para determinar un precio base para cada período, que dependería de los valores efectivos de las variables independientes para cada período. Esta meta móvil podría insertarse en la ecuación (4) para determinar los ajustes en el nivel de tarifas promedio:

$$(4') \quad P_t = C^* + g (C_t - C^*_t)$$

Los principales problemas aquí son identificar las variables independientes apropiadas en la función de costos, determinar el peso apropiado de cada variable y encontrar buenas series de los precios de los insumos. Estos problemas son complicados debido a la necesidad de articular la función de costos con los procedimientos de contabilidad de la empresa de servicios. Las ponderaciones apropiadas y las series de precios de insumos variarán de firma a firma. Y, como cualquier esquema de pago de incentivos, no será fácil llegar a un valor apropiado para la fracción de participación, g , ni contabilizar los efectos de los nuevos procedimientos reguladores en el costo de capital.

El uso de una función de costos como la ecuación (5) permite, al menos implícitamente, fundamentar propuestas para hacer uso de los índices de productividad total del factor (TFP, por sus siglas en inglés) o funciones de costos estadísticos para construir rankings de desempeño de las empresas de servicios con el fin de determinar las penalidades y recompensas.⁷⁰ Se han hecho varios esfuerzos para usar el costo contable, los precios de los insumos, la utilización de los

insumos y el producto, a fin de estimar funciones de costos estadísticos e índices de productividad para las empresas. Creemos que estos esfuerzos han mostrado que este enfoque lleva a medidas de desempeño relativo muy poco confiables. Por ejemplo, en un estudio reciente se calcularon índices de costos de largo plazo con una muestra grande de empresas y se listaron rankings para varios años.⁷¹ Las variaciones de año a año en los rankings fueron a veces tan grandes que, a la luz de nuestras discusiones previas de la contabilidad de costos de las empresas, dudamos que éstos rankings sean particularmente significativos. Aunque muchas plantas de energía han permanecido en operación por una década, una empresa de servicios que fue clasificada en el puesto 9 en 1973 pasó al puesto 49 ocho años después, y una empresa clasificada en el puesto 75 en 1973 fue clasificada en el puesto 5 en 1981. Aunque también es cierto que muchas empresas fueron persistentemente buenas o persistentemente malas, sospechamos que esto refleja en gran parte diferencias entre las empresas inherentes en los costos, quizá reflejando de algún modo decisiones de inversión hechas muchos años antes, que no fueron plenamente capturadas en el análisis econométrico. Si bien no pensamos que estos rankings o enfoques similares son inútiles, creemos que deberían ser usados con mucho cuidado.⁷²

3.1.3 Tasas Indexadas y Rezago Regulatorio Institucionalizado

Como se indicó en la sección I, el régimen regulador existente no es visto propiamente como un contrato puro de adición al costo. Las rigideces de precios se derivan como consecuencia del rezago en la regulación. El rezago en la regulación provee algunos incentivos adicionales para minimizar costos. Las rigideces de precios, debidas al rezago en la regulación, fueron bastante significativas para muchas empresas de servicios hasta la década de los setenta.⁷³

⁷⁰ Véase *supra* nota 67.

⁷¹ L. ANSELIN & J. HENDERSON, *supra* nota 68, en tabla F-1.

⁷² Hay problemas técnicos con este enfoque. Por ejemplo, el análisis es completamente estático, lo cual es bastante inapropiado para una industria intensiva en capital en la que futuras demandas, precios de insumos y oportunidades técnicas son inciertas, y las decisiones de inversión se toman mucho antes de que las instalaciones sean culminadas. Para una discusión de las razones por las que la Comisión de Servicios Públicos del Estado de Nueva York concluyó que los estudios de la productividad total del factor (TFP) no deberían ser obligatorias en los casos de tarifas, véase Robinson, *Total Factor Productivity Studies as a Rate Case Tool*, PUB UTIL. FORT, Marzo 13, 1980, en 19.

⁷³ Véase Joskow, *supra* nota 28, en 311. Ciertamente, en este período algunos autores propusieron institucionalizar el rezago de la regulación con el fin de mejorar los incentivos para la eficiencia.

Como los precios de los insumos comenzaron a incrementarse rápidamente y los ahorros en costos, debido al crecimiento de la productividad y explotación de las economías de escala, desaparecieron o se tornaron negativos en los setenta, el rezago en la regulación se volvió menos importante para las empresas de servicios.⁷⁴ Los casos de tarifas fueron más frecuentes y las cláusulas de ajuste automático, especialmente para los costos de combustible, se volvieron muy importantes. En vez de estar fijos por períodos relativamente largos, los precios fueron ajustados más y más rápido para reflejar cambios en los costos. Es natural cuestionar si hay alguna forma en la que el rezago en la regulación pueda ser efectivamente reintroducido, aunque los precios nominales de los insumos cambien relativamente rápido y sea necesario el ajuste de precios, también de manera rápida, para mantener viables a las empresas de servicios.

William Baumol ha señalado que una política de “tasa indexada” preservaría los beneficios del rezago en la regulación sin incurrir en sus costos cuando los precios nominales de los insumos están incrementándose rápidamente.⁷⁵ En su forma más simple, la propuesta permite fijar tarifas base siguiendo un procedimiento regulador y además incrementarlas automáticamente para reflejar cambios en algún índice general de precios, tal como el Índice de Precios al Consumidor (IPC), menos un ajuste, usualmente denotado como X, debido al crecimiento esperado de la productividad. Esta propuesta es frecuentemente llamada el enfoque de indexación “IPC - X” y se resume en la siguiente ecuación:

$$(6) \quad P_t = P_{t-1} (1 + \% \text{ cambio en IPC} - X)$$

En realidad, este enfoque es sólo un caso especial del enfoque de ajuste parcial de costos discutido antes. La ecuación (6) puede ser derivada adoptando dos supuestos simplificadores sobre las relaciones en el modelo de ajuste parcial de costos. Primero se usa una función de

Véase, e.g., Baumol, *Reasonable Rules for Rate Regulation: Plausible Policies for an Imperfect World*, en PRICES: ISSUES IN THEORY, PRACTICE AND PUBLIC POLICY (1967).

⁷⁴ Muchas empresas de servicios argumentarían que mientras el lapso de tiempo entre los ajustes de tarifa cae, esta declinación no es lo suficientemente sustancial para enfrentar rápidos incrementos en los costos de producción; como resultado, las empresas tienen grandes incentivos para minimizar costos.

⁷⁵ Baumol, *Productivity Incentive Clauses and Rate Adjustment for Inflation*. PUB UTIL. FORT., Julio 22, 1982, en 11

costos muy simple en la ecuación (5). Segundo, la fracción de participación g , en la ecuación (4), es igual a cero. Para ver esto, comencemos con precios iniciales iguales a los costos estimados durante el año en estudio:

$$(7) \quad P_{t-1} = C_{t-1}$$

Supóngase que la función de costos indicada en la ecuación (5) puede ser apropiadamente aproximada con una relación muy simple en lugar de una función complicada:

$$(8) \quad C^*_t = C_{t-1} (1 + \% \text{ cambio en IPC} - X)$$

Sustituyendo la ecuación (8) en la ecuación (4) y usando la ecuación (7), tenemos

$$\begin{aligned} (9) \quad P_t &= C^*_t + g(C_t - C^*_t) \\ &= C_{t-1} (1 + \% \text{ cambio en IPC} - X) + g(C_t - C^*_t) \\ &= P_{t-1} (1 + \% \text{ cambio en IPC} - X) + g(C_t - C^*_t) \end{aligned}$$

Si $g=0$, entonces (6) y (9) son idénticas.

Así, bajo la propuesta de tarifas indexadas, la fracción de participación g se fija a cero, de forma tal que la empresa de servicios eléctricos asume todos los beneficios y todos los costos de las desviaciones entre el costo meta o (esperado) y el costo efectivo. No es probable que esto sea óptimo, aún si (8) fuera una aproximación adecuada de la verdadera función de costos.

Buena parte de la atracción del enfoque de $\text{IPC} - X$ radica en su simpleza. Pero esta simplicidad es artificial, al menos en el caso de las empresas de servicios eléctricos. No hay absolutamente ninguna razón para creer que las ecuaciones simples tales como (8) den predicciones exactas de los costos mínimos futuros de las empresas. Los índices con base amplia como el IPC están diseñados para medir la tasa promedio de cambios en precios; no son especialmente sensibles a los precios de cualquier insumo en particular. Tampoco hay una forma

obvia para lograr estimados buenos y simples del crecimiento esperado de la productividad. Más aún, este enfoque parece articularse pobremente con los principios contables de regulación establecidos, los que no reflejan los costos corrientes de planta y equipo. Al final tenemos que llegar a una fórmula como (5) para tener un índice correcto. Y dado que tampoco hay razón para pensar que g debería ser cero, la manera correcta de pensar en los enfoques de tarifas indexadas es considerándolos como una clase especial de la familia de esquemas de ajuste parcial y completo de los costos, en lugar de atribuirles un atractivo particular en sí mismos.⁷⁶

3.1.4 Enfoques de Competencia por Comparación

A pesar de que las empresas de servicios operan en áreas geográficas otorgadas con una franquicia y no compiten directamente entre sí, hay un número relativamente grande de empresas en el país. Si operaran en un mercado perfectamente competitivo, el precio que el vendedor enfrentaría estaría determinado por los costos de todos sus rivales. Uno podría imaginar la simulación de este proceso basando los precios de los servicios de una empresa no en sus propios costos, sino en los costos de otras empresas operando bajo condiciones similares. Esto sería la versión fuerte y amplia de lo que a veces se llama la competencia por comparación, en la que cualquier empresa de servicios eléctricos es evaluada en términos de su desempeño relativo a otras firmas.⁷⁷

Específicamente, suponga que se pueden identificar un conjunto de N empresas de servicios privados comparables. “Comparable” significa que enfrentan las mismas oportunidades de producción y funciones de demanda. Sea C_j el costo total por kwh para la firma j en algún año y sea AC_i el promedio de C_j para todas las $N-1$ firmas en este grupo excluyendo a la firma i . Se podría implementar una fuerte y amplia competencia por comparación estableciendo el precio

⁷⁶ Se ha aplicado el enfoque IPC – X a la regulación del recientemente privatizado sistema de teléfonos en el Reino Unido, donde se llama RPI – X. Véase J. VICKERS & G. YARROW, *PRIVATIZATION AND THE NATURAL MONOPOLIES* 39-43 (1985). Es importante notar que el régimen RPI – X es temporal, está sujeto a revisión en 1989, y se espera que la industria entera estaría desregulada en un futuro no muy lejano.

⁷⁷ Esto es diferente a la noción de competencia por comparación usada por los defensores de la energía pública. La competencia por comparación sólo tiene sentido si involucra a firmas comparables. Las firmas de propiedad pública con acceso a capital subsidiado y energía preferencial no pueden ser comparadas con las firmas de propiedad privada que no tienen estas ventajas. Véase P. JOSKOW & R. SCHMALENSSEE, *supra* nota 2, en 17-18.

de la firma i (su ingreso promedio por kwh) igual a AC_i . Los precios para todas las otras firmas serían determinados en exactamente la misma forma.⁷⁸ Al menos en teoría, este enfoque elimina completamente el carácter de adición al costo de la regulación y da a las firmas fuertes incentivos financieros para la reducción de costos. Los precios de cada firma son completamente independientes de sus propios costos. Si la firma puede reducir sus costos por debajo del promedio, puede hacer dinero. Si no, no cubre todos sus costos. Fijando los precios de esta forma, las firmas reguladas están forzadas a comportarse como si estuvieran compitiendo entre sí. Cada firma trata de reducir sus costos por debajo del promedio como si buscara maximizar beneficios. En el proceso, los costos de todas las firmas convergen al nivel mínimo. El enfoque de competencia por comparación es bastante similar al uso de los Grupos Relacionados de Diagnóstico (DRG por sus siglas en inglés) y de los precios de Medicare para determinar los reembolsos a los proveedores de salud por el tratamiento subsidiado por el gobierno⁷⁹.

Aunque las empresas de servicios son a veces comparadas entre sí informalmente, la aplicación directa del enfoque de competencia por comparación, descrito anteriormente, se encontraría con dos grandes problemas. Primero, este enfoque sólo funciona si podemos hallar una muestra bastante grande de empresas verdaderamente comparables o si podemos disminuir estas diferencias entre las empresas de alguna forma. Las empresas difieren entre sí en tantas dimensiones, no sólo por las condiciones corrientes de mercado sino también debido a decisiones de inversión pasadas, que parece que no podemos hallar un número grande de empresas verdaderamente comparables. Lo mejor que podemos hacer es usar las técnicas estadísticas para estandarizar las diferencias en las condiciones de oferta y demanda entre las empresas. Como indicaba la discusión anterior acerca de los estudios estadísticos sobre costos y productividad, podemos hacer esto sólo imperfectamente. Esto implica que los enfoques de competencia por comparación al establecer tarifas, impondrían recompensas y castigos altamente aleatorios, las empresas ineficientes podrían prosperar mientras que las empresas eficientes podrían no ser

⁷⁸ Para un análisis formal de este esquema, véase Schleifer, *A Theory of Yardstick Competition*, 16 RAND J. ECON. 319 (1985).

⁷⁹ Para una discusión de los DRG, véase Morone & Dunham, *Slouching Towards National Health Insurance: The New Health Care Politics*, 2 YALE J. REG. 263 (1985).

viables, y los precios estarían frecuentemente en discordancia con los costos efectivos y con los costos mínimos asequibles.

Segundo, no sólo las empresas de servicios que “compiten” entre sí deben enfrentar oportunidades económicas y técnicas comparables además de restricciones en el lado de la oferta y la demanda, sino que también deben ser comparables desde el punto de vista de la contabilidad establecida por el órgano regulador. Si no lo son, las comparaciones de los datos de costos contables no tendrían sentido. Por ejemplo, dos empresas de servicios pueden ser idénticas excepto que están desfasadas entre sí en cuanto a la culminación de nuevas instalaciones de generación. La empresa 1 termina una gran planta de carbón en 1980 mientras que la empresa 2 completa una planta idéntica con un costo efectivo idéntico en 1985. Aún si las dos firmas siempre tienen costos económicos idénticos, la contabilidad de la regulación mostrará costos diferentes para ellas en cada instante. Si estas firmas tienen historias diferentes –por ejemplo, debido a que una estaba dispuesta a explotar una buena fuente de energía hidroeléctrica sesenta años -antes las diferencias en costos contables serán magnificadas. Nuevamente, articular un mecanismo de incentivos económicos con las prácticas tradicionales de contabilidad de las empresas, traería ciertos problemas. El abandono de las prácticas contables tradicionales daría tanto a los consumidores como a las empresas, ganancias inesperadas. En la práctica, la probabilidad de abandonar este tipo de contabilidad es baja, debido a que cualquier conjunto de mecanismos de pago de incentivos sería reintroducido como complemento de la regulación tradicional del costo, en vez de ser un reemplazo de ésta.⁸⁰

3.1.5 Incentivos Ligados a los Componentes del Costo o del Desempeño

⁸⁰ Nótese también que si un único estado o unas pocas jurisdicciones adoptan un enfoque de “competencia por comparación fuerte”, las firmas bajo su jurisdicción serían comparadas principalmente con otras empresas de servicios que enfrentarían incentivos más débiles para lograr una oferta eficiente. Los incentivos que enfrentan las firmas de “competencia por comparación fuerte” serían así débiles antes que óptimos. Este enfoque claramente trabajaría mejor si fuera aplicado a todas las firmas en el grupo, pero esto requeriría una coordinación interestatal mayor de lo usual. Las reformas reguladoras han sido muchas veces probadas primero en unos pocos estados y aplicadas en otros estados una vez que la innovación tiene un record de prueba. La debilidad inherente en el enfoque de competencia por comparación señalada aquí detendría su amplia aplicación, debido a que los otros estados no podrían medir exactamente los beneficios potenciales de esta política observando la experiencia que algunos estados “laboratorio” tienen con el programa.

Todos los enfoques presentados incorporan incentivos “completos”, en el sentido que la meta es el costo o el desempeño global, y no un componente particular del costo o del desempeño. Como indicamos antes, en principio un enfoque completo es deseable para evitar crear incentivos adversos cuando se favorece un elemento del costo (o del desempeño) sobre los demás. Por otro lado, los datos disponibles dan mejores medidas de algunos componentes del costo y del desempeño. En particular, hemos notado repetidamente que el costo operativo es más fácil de medir que el costo de capital. Y, como veremos más adelante, muchos intentos de las comisiones reguladoras para implementar la regulación por incentivos han evadido la adopción de mas comprehensivas medidas y se han enfocado en componentes específicos del costo o del desempeño de la empresa. Como los siguientes ejemplos indican, los enfoques básicos discutidos anteriormente pueden aplicarse a componentes específicos de los costos o del desempeño de la empresa de una manera directa.

a. Indexando el Costo del Combustible

En promedio, los costos de combustibles explican el 40% del precio de la electricidad⁸¹, a pesar de que este porcentaje varía ampliamente entre las empresas. En el corto plazo, con el stock de capital dado, las principales oportunidades para los ahorros en costos están en las áreas de utilización y obtención del combustible. El uso extensivo de cláusulas de ajuste de combustible, que tienden a incrementar las tarifas automáticamente a medida que el costo del combustible se incrementa, hace que esta condición de corto plazo sea de especial interés.⁸² Por otro lado, las disposiciones de ajuste automático son deseables porque permiten que los precios se muevan rápidamente (arriba y abajo) para reflejar los cambios en los costos de producción, dando así señales a los consumidores, lo cual es consistente con el Objetivo 3 en la sección I. En un período de rápido incremento de los precios de los combustibles, tales disposiciones mantienen viable a la empresa de servicios, y en un período de caída de estos precios, evitan que la empresa obtenga beneficios inesperados. Sin embargo, en la medida que una empresa no obtiene beneficios por

⁸¹ Véase EDISON ELEC. INST., *supra* nota 7, en tablas 71 y 72.

⁸² Actualmente muchas cláusulas de ajuste de combustible requieren necesariamente una audiencia antes que las tarifas puedan ser cambiadas. Sin embargo, al menos hasta hace poco, muchas de estas audiencias parecen ser *pro forma*.

bajar sus costos de combustibles y no enfrenta ninguna carga si ellos suben, se ha introducido un contrato de adición con los problemas de incentivos asociados a él.

Es útil dividir el problema de incentivos relacionado al combustible en dos partes. Primero, queremos crear incentivos para que la empresa compre combustible al mínimo costo. Segundo, queremos dar incentivos a la empresa para que opere sus plantas eficientemente, con las plantas generadoras de costo más bajo, y realizando el mantenimiento y tomando las decisiones de operación óptimas. Dado que tanto los costos como el consumo de combustible tienen importantes componentes aleatorios, ambos esquemas pueden ser controlados en gran medida por los administradores de la empresa. Serían muy deseables esquemas de incentivos para reforzar la eficiencia en ambos frentes, a pesar que debe reconocerse que habrá dificultades y que un énfasis excesivo en la minimización del costo de combustible puede llevar a incrementos de costos en otras dimensiones. Alguna disposición de indexación parcial --o completa-- de ajuste al costo, tal como las descritas en las ecuaciones (2) o (4), podrían ser potencialmente adaptadas para alcanzar estos objetivos.

Por ejemplo, las cláusulas de ajuste automático de combustible pueden usar índices de precios para cada combustible en vez de los precios efectivos pagados por la empresa. Este enfoque puede entonces ser extendido para incorporar tasas de utilización esperada del combustible, a diferentes niveles de producto, para fomentar el uso eficiente del combustible. Esta extensión, sin embargo, requeriría del ajuste de las formas específicas en que las unidades generadoras fueron usadas en el sistema en períodos particulares. Más aún, tal plan debe ser diseñado cuidadosamente para no sesgar la elección de tecnologías generadoras alternativas y de modalidades de operación.

b. Metas de Desempeño de las Unidades Generadoras

La noción de competencia por comparación podría aplicarse al desempeño de las unidades de generación de una empresa de servicios, en lugar de aplicarse a la empresa como un todo. Las dos dimensiones más importantes del desempeño de la unidad de generación son la tasa

de calentamiento de la unidad y su disponibilidad equivalente⁸³. Hay, al menos, un centenar de unidades generadoras que emplean alguno de los cuatro principales combustibles usados para generar electricidad - carbón, petróleo, gas y energía nuclear. Mientras unas pocas unidades son verdaderamente idénticas en todas las dimensiones relevantes, el análisis estadístico puede ayudar a establecer relaciones que sirvan para normalizar unidades diferentes y hacer comparaciones razonablemente buenas.

Por ejemplo hemos estimado, en otro trabajo, relaciones para las tasas de calentamiento y disponibilidad de unidades generadoras a carbón⁸⁴. Si bien podemos identificar varias variables exógenas que ayuden a determinar las variaciones en el desempeño de las unidades generadoras, año tras año cerca de la mitad de la variación observada en el desempeño es inexplicable. Gran parte de esta variación es aleatoria debido a apagones programados y forzosos, y a cambios en el sistema operativo, entre otros factores. Pero, aún si estos factores pudieran medirse y controlarse, permanece una incertidumbre considerable sobre el nivel de desempeño óptimo para una unidad específica cualquiera.

Todo esto lleva a que las recompensas y penalidades no deberían ser tan drásticas dado que inevitablemente estarán basadas en estándares imperfectos. Podría establecerse una meta de desempeño según las características de una unidad individual, y las penalidades impuestas o las recompensas entregadas (vía cambios en las tarifas) podrían basarse en desviaciones entre el

⁸³ La tasa de calentamiento de una unidad generadora es el número de Unidades Termales Británicas - British Thermal Units (btu's) de combustible requeridas para generar un kwh de electricidad. A menor tasa de calentamiento, menor el uso de combustible y menores costos, dejando lo demás constante. La tasa de calentamiento promedio para la capacidad generadora de la industria de servicios eléctricos es de alrededor de 10,500 btu/kwh. El factor de disponibilidad equivalente (EAF, por sus siglas en inglés) de una unidad generadora mide la fracción del año durante el cual una unidad generadora está disponible para generar electricidad a su máxima capacidad. (Las unidades generadoras no están disponibles debido a mantenimiento planeado y apagones aleatorios). Dejando lo demás constante, cuanto mayor sea la disponibilidad equivalente de una unidad, menores serán los costos de capital de generar electricidad. Las unidades generadoras a base de combustible fósil tienen un factor de disponibilidad equivalente promedio de alrededor de 80%. Para más detalles véase P. JOSKOW & SCHMALENSEE, *supra* nota 2, en 48.

Para una discusión de estas medidas y sus determinantes para plantas a de carbón, véase Joskow & Rose, *The Effects of Technological Change, Experience and Environmental Regulation on the Construction Cost of Coal Burning Generating Units*, 16 RAND. J. ECON. 1 (1985) y P. JOSKOW & R. SCHMALENSEE, *supra* nota 47.

desempeño meta y el efectivo. Estas penalidades deben ser fijadas como una fracción de los cambios del costo debido a las desviaciones de la norma. Como veremos, varios esquemas de incentivos de este tipo se encuentran vigentes actualmente.

La mayor preocupación con respecto a que los reguladores establezcan las metas de desempeño específicas es que se inducirá a que las firmas realicen gastos excesivos para mejorar la medida de su desempeño. Gastando más en mantenimiento y usando combustible de mayor calidad (y más costoso), las empresas de servicios pueden mejorar sus tasas de disponibilidad y de calentamiento. Pero los gastos pueden ser mayores que los ahorros. Si los gastos incurridos en mejorar el desempeño de estas dimensiones son tomados en cuenta –siguiendo el procedimiento estándar basado en el costo del servicio- podrían generarse serias distorsiones aun cuando, al mismo tiempo, se logre recompensar las mejoras en el desempeño.

3.2 La Actividad Reciente de la Agencia en el Frente de la Regulación por Incentivos

El primero de enero de 1986, 31 programas de incentivos en operación en veinte estados, así como la FERC, incorporaron al menos algunos de los conceptos de pagos de incentivos discutidos anteriormente⁸⁵. El Apéndice resume los resultados de una encuesta reciente de la actividad de la comisión estatal en el frente de la regulación por incentivos conducida por John Landon del National Economic Research Associates, Inc⁸⁶. Incluimos sólo aquellos programas que reflejan al menos alguna diferenciación ex ante entre precios y costos y excluimos las revisiones tradicionales ex post de prudencia/eficiencia, aún cuando puedan llevar a recompensas y penalidades para las empresas de servicios afectadas. El Apéndice incluye programas que están operando actualmente, programas pendientes de decisiones de la comisión y programas que han sido recientemente discontinuados. Los programas que creemos pueden ser clasificados según los

⁸⁴ P. JOSKOW & R. SCHMALENSEE, *supra* nota 47.

⁸⁵ Véase J. LANDON, *supra* nota 1. Las comisiones estatales a veces se refieren a que ciertas acciones reguladoras incorporan regulación por incentivos, aún cuando las medidas son de hecho simplemente revisiones prudenciales tradicionales de algún tipo, que recompensan o penalizan a una empresa de servicios. Estos tipos de acción reguladora no son regulación por incentivos en el sentido usado en este artículo.

⁸⁶ J. LANDON, *supra* nota 1. El Apéndice también contiene revisiones de las fuentes hechas por Landon a agosto de 1986 (comunicación personal con los autores).

conceptos de pagos de incentivos discutidos en este artículo, se agrupan en las siguientes categorías⁸⁷:

Tipo de Programa	Número de Programas
• Factor/Disponibilidad de Capacidad de la Unidad de Generación	15
• Tasa de Calentamiento de la Unidad de Generación	7
• Incentivos Relacionados al Costo del Combustible	8
• Construcción de Costos Techo	3
• Costo/Eficiencia Global	1
• Costos de Operación y Mantenimiento	1
• Otros	1

Es útil discutir algunos ejemplos de mecanismos de pago de incentivos específicos que han sido probados por las comisiones estatales⁸⁸.

3.2.1 *Factor/Disponibilidad de Capacidad de la Unidad de Generación*

En noviembre de 1984, la Comisión Corporativa de Arizona inició un programa de incentivos focalizado en el desempeño de las unidades de generación de la Compañía de Servicios Públicos de Arizona⁸⁹. Para la planta nuclear de la compañía, Palo Verde 1, la meta de desempeño es el factor de capacidad de la planta: el monto efectivo de la electricidad eficientemente generada, dividida por el monto de electricidad que podría producirse si la planta operara continuamente todo el año. Dado que los costos corrientes de una unidad nuclear son bajos comparados a los de las unidades que usan combustibles fósiles, lo mejor sería que una unidad nuclear estuviera en funcionamiento todo el tiempo. Los planes de mantenimiento y los apagones forzados obviamente hacen inalcanzable un factor de capacidad del 100%, pero la idea es alentar a la empresa de servicios a que mantenga la planta en marcha en tanto sea

⁸⁷ El número de programas llega a no más de 31 porque muchos programas usan más de una medida de desempeño.

⁸⁸ Esta discusión está basada principalmente en reportes de la prensa de comercio, Ordenes de Comisión, y el material descriptivo contenido en J. LANDON, *supra* nota 1. y L. JOHNSON *supra* nota 68.

⁸⁹ Ariz. Corp. Comm'n, Opinion and Order, Phase II, Docket No. U-1345-83-155, Nov 28, 1984. Este programa está bajo revisión.

económicamente factible. La provisión de incentivos establece una “banda muerta” para el factor de capacidad de la unidad de generación entre 60% y 75%. Esta es la “norma” de desempeño. Si la unidad alcanza un factor de capacidad dentro de esta banda, no hay recompensas o penalidades especiales. Los factores de capacidad entre 75% y 85% dan una recompensa a la compañía igual al 50% de los ahorros en costos de combustibles resultantes de hacer funcionar más esta planta, haciendo funcionar menos las plantas más costosas. Los factores de capacidad por encima del 85% dan una recompensa igual al 100% del ahorro resultante en costos de combustible. Por el contrario, los factores de capacidad entre 50% y 60% resultan en una penalidad igual al 50% de los costos adicionales de combustible en que se incurre al caer por debajo del rango normal. Si el factor de capacidad cae al rango entre 35% y 50%, la penalidad es igual a todos los costos adicionales por el consumo de combustible fósil. Los factores de capacidad por debajo del 35% suscitan una reevaluación por parte de la comisión, del tratamiento de la base tarifaria para Palo Verde.

En la estación de generación Cuatro Esquinas, la comisión inició un mecanismo de incentivos similar al de las unidades de carbón de la Empresa de Servicios Público de Arizona. En vez de usar el factor de capacidad como norma, se usó el factor de disponibilidad equivalente de la unidad⁹⁰. Las unidades de generación de la estación Cuatro Esquinas son relativamente menos costosas y como, en promedio, el tiempo en que están disponibles se incrementa, los costos totales de generación disminuyen. La estructura de provisiones de incentivos basada en el estándar de desempeño del EAF es muy similar a la unidad nuclear de Palo Verde⁹¹.

3.2.2 Tasas de Calentamiento de la Unidad Generadora

La tasa de calentamiento de la unidad generadora mide la cantidad de combustible (en btu's) requerida para generar un kwh de electricidad. Cuanto más baja sea la tasa de calentamiento, más eficiente será la unidad generadora en transformar el combustible en electricidad y, todo lo demás constante, más bajo será el costo de dicha electricidad⁹². Unos

⁹⁰ Para una definición de EAF, véase *supra* nota 83.

⁹¹ Para una discusión detallada de este programa de incentivos, véase L. JOHNSON, *supra* nota 68, vii-ix.

⁹² No hay una medida simple de la tasa de calentamiento de una unidad nuclear.

cuantos estados han aplicado incentivos monetarios a la tasa de calentamiento alcanzada por una o más unidades generadoras, separadamente o además de los incentivos EAF.

En 1981 la Comisión de Servicios Públicos de California inició un programa de pago de incentivos aplicable a cuatro unidades generadoras que usan carbón sobre las que la Southern California Edison Company tenía propiedad o con las cuales la empresa operó⁹³. El programa establece metas tanto para los factores de capacidad de las unidades como para sus tasas de calentamiento. El factor de capacidad de referencia es un promedio de cuatro años del factor de capacidad bruta de cada una de las unidades. La tasa de referencia de calentamiento es un promedio anual de la tasa de calentamiento bruta de cada unidad. Se establece una “banda muerta” para cada uno alrededor de los promedios de referencia con una variabilidad de más o menos 50%. El desempeño fuera de esta banda resulta en penalidades para el desempeño pobre y en recompensas para un buen desempeño. Las penalidades y recompensas están basadas en los incrementos o disminuciones del costo de combustible, y existe un límite para ambos.

3.2.3 Incentivos de Costos de Combustible y de Energía Comprada

En 1983, la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York inició un programa de pagos de incentivos diseñado para alentar a las empresas a minimizar los costos por combustibles y por energía comprada⁹⁴. El programa se aplica actualmente a dos empresas de servicios en Nueva York, pero podría extenderse a otras. Se requiere que las empresas hagan predicciones de sus costos de combustible por un año. Estos costos estimados se incluyen en las tarifas. Las diferencias entre los costos efectivos y los costos estimados de combustible se comparten entre la empresa y sus clientes; las tarifas de electricidad son cambiadas para recuperar el 80% de la diferencia, y la empresa de servicios eléctricos enfrenta el restante 20%. El programa incluye un techo en el monto de la penalidad o recompensa de la empresa. Una vez que la desviación entre los costos estimados y los costos efectivos del combustible alcancen los US\$50 millones, la

⁹³ Cal. Pub. Util. Comm’n Decision No. 93,363 Julio 22, 1981. Este programa está siendo reevaluado actualmente para determinar si los puntos de referencia de 1981 deben ser ajustados.

participación de los clientes en estas desviaciones sube a 90% (sean incrementos o decrementos)- en otras palabras, la participación de la empresa cae a 10%. Cuando las desviaciones alcanzan US\$100 millones en un año, el mecanismo de ajuste se revierte a dejar pasar todo el costo del combustible. Esta provisión efectivamente coloca un techo anual de US\$15 millones en recompensas o penalidades que la firma puede enfrentar⁹⁵.

3.2.4 *Incentivos de Costos de Construcción*

Recientemente varios estados han introducido programas que especifican metas de costos de construcción para la culminación de plantas nucleares incompletas. Estos programas normalmente surgen del deseo de finalizar plantas específicas, por parte de la comisión, y no intentan ser permanentes en el régimen regulador.

En 1983 la Junta de Servicios Públicos de New Jersey firmó un acuerdo con la Jersey Central Power and Light Company para el control de los costos de construcción de la planta nuclear de Hope Creek⁹⁶. Si los costos de construcción excedían los US\$3.79 billones, la compañía podría recuperar sólo del 80% de los costos por encima del 110% del costo de construcción meta y sólo el 70% de aquellos costos por encima del 110% del costo de construcción meta. Si los costos de construcción fueran menores a US\$3.55. billones, la compañía podría retener el 20% de los ahorros. No existe recompensa o penalidad si los costos de construcción caen dentro de la banda muerta de US\$3.55 a US\$3.79 billones.

La Comisión de Nueva York ha iniciado arreglos similares para otras plantas nucleares específicas. Otras comisiones estatales, incluyendo aquellas en Arizona, Connecticut, Pennsylvania

⁹⁴ *In re* Rochester Gas and Electric Corp., 68 Pub. Util. Rep. 4th (PUR) 289, 312-15 (N.Y. P.S.C. 1985); *In re* Niagara Mohawk Power Corp., 56 Pub. Util. Rep. 4th (PUR) 315 (N.Y.P.S.C. 1983).

⁹⁵ En el contexto de la ecuación (4), este tipo de esquema lleva a incrementar el valor del coeficiente de participación, g , cuanto mayor sea el valor absoluto de la diferencia entre los costos efectivos y los proyectados. Este es un enfoque razonable, dado que las diferencias grandes entre las predicciones y las realizaciones parecen estar determinadas por eventos aleatorios fuera del control de la empresa de servicios.

⁹⁶ N.J. Bd. Pub. Util. Decision and Order, Docket No. 8012-914-IPRRA, agosto 12, 1983.

e Illinois, han colocado costos techo de construcción de las plantas nucleares lo cual implica la presunción de que los costos por encima de este techo fueron imprudentes⁹⁷.

3.2.5 Costos Globales

En julio de 1983 la Comisión de Servicios Públicos de Utah inició un amplio programa de incentivos a ser aplicado en la Utah Power and Light Company. Este “Programa de Factorización del Costo del Factor de Productividad Total” usó un modelo de regresión de cuatro partes derivado de la experiencia histórica de la propia compañía para estimar los costos anuales esperados. Los gastos de producción de energía, gastos de operación y mantenimiento, inversión de capital en plantas generadoras e inversión de capital en instalaciones de transmisión y distribución fueron calculados usando las ecuaciones de regresión y las series de tiempo para llegar a un “costo esperado” y a una banda de fluctuaciones “normales”, y así los costos estimados fueron comparados con los costos efectivos de la empresa. Si los costos efectivos fueron menores que los costos esperados, la compañía y sus clientes compartieron igualmente cualquier diferencia de costos. Ninguna penalidad formal (aparte del rezago en la regulación) fue impuesta en el caso en que los costos efectivos de la empresa excedieron sus costos esperados. La comisión fue forzada a abandonar el programa en 1984 por la incertidumbre sobre la legalidad de los programas de regulación por incentivos bajo la Ley de Utah⁹⁸.

⁹⁷ *In re* Ariz. Pub. Serv. Co., 64 Pub. Util. Rep. 4th (PUR) 147 (Ariz. C.C. 1985); *In re* Clinton Unit # 1, Ill. Com. Comm’n Docket No. 84-0055, 1985; *In re* Limmerick Unit No. 2 Nuclear Generating Station Penn. Pub. Util. Comm’n Order No. I-840381, 1985; *In re* Nine Mile Point No. 2 Nuclear Station, 62 Pub. Util. Rep. 4th (PUR) 455 (N.Y.P.S.C. 1984); *In re* Seabrook Unit No. 1, 62 Pub. Util. Rep. 4th (PUR) 673 (Conn. Dep’t of Pub. Util. Control 1984). No hemos incluido los costos máximos de la construcción nuclear en el cuadro de programas de regulación por incentivos en el Apéndice, pero esto es una cuestión de gusto.

⁹⁸ La Comisión de Servicios Públicos de Utah trabajó por tres años para desarrollar un programa de incentivos para las empresas de servicios en ese estado. El reporte de este programa fue presentado a la comisión en el verano de 1983. Muchos grupos de interés protestaron por lo que veían como “recompensas a empresas de servicios por hacer su trabajo”. Debido a la oposición pública al programa de incentivos, la Comisión de Servicios Públicos de Utah solicitó que la legislatura de Utah apruebe un proyecto de ley garantizando la autoridad legal para los programas de regulación por incentivos. La propuesta de ley murió en el comité y no ha resucitado. El programa de incentivos aún está esperando en la mesa de la Comisión de Servicios Públicos de Utah para desarrollos legales futuros. Entrevista telefónica con Ken Powell, Gerente de la Sección Eléctrica, Comisión de Servicios Públicos de Utah (Oct. 7, 1986).

3.2.6. *Indexación de Tarifas*

Hasta el 1 Enero de 1986 no conocemos ninguna propuesta de indexación de tarifas que haya sido implementada⁹⁹. El único programa que se acerca es uno operado en Michigan de 1979 a 1983¹⁰⁰. Este programa sólo cubría los gastos de operación y mantenimiento y no los gastos del combustible y energía comprada¹⁰¹. Bajo este programa, la empresa de servicios determinó un nivel base de gastos cubiertos que fue entonces indexado al IPC. Si los gastos efectivos se incrementaban más lentamente que el IPC, se permitía a la compañía mantener la diferencia. Por otro lado, si los gastos se incrementaban más rápidamente que el IPC, la compañía no podría recuperar la diferencia entre los gastos efectivos e indexados. Este programa fue discontinuado en Mayo 1983.

3. CONCLUSIONES

La revisión presentada sobre los esfuerzos de las comisiones estatales en el área de regulación por incentivos, muestra un creciente intento de separar, al menos parcialmente, los precios o los ingresos de los costos de las empresas monopólicas reguladas. Pero en la práctica, la verdadera extensión de esta separación, parece haber estado determinada arbitrariamente. Muchas veces, los reguladores reconocen que un buen esquema de incentivos involucra tanto la aplicación de penalidades para un desempeño por debajo de la norma como la de recompensas para un buen desempeño. Sin embargo, los reguladores han evitado programas de ajustes de costos, enfocándose en cambio en los componentes individuales de los costos antes que en los costos totales. Ciertamente, los esfuerzos de muchas comisiones han estado dirigidos hacia el desempeño de la unidad generadora y hacia los costos de combustible y de compra de energía, lo cual determina los costos de generación de las plantas. Los amplios esquemas de ajuste parcial

⁹⁹ Cuando este artículo estaba siendo escrito, la Comisión de Mississippi aprobó un programa que contenía componentes indexados así como provisiones de incentivos específicas. Véase *PSC to Link Mississippi Power's Return to "Benchmark" Return, Performance*, ELECTRIC UTIL. WEEK, Ago. 18, 1986, en 1. Este programa fue temporalmente suspendido cuando se halló que traía consigo un incremento de tarifas. Véase *Miss. Power Performance Plan Indicates 2% Rate Hike-So PSC Suspends It*, ELECTRIC. UTIL. WEEK, set. 8, 1986, en 7.

¹⁰⁰ Véase Mich. Pub. Serv. Comm'n Order U-5502 (1978).

¹⁰¹ En promedio estos gastos explican del 15% al 20% del precio de la electricidad. EDISON ELEC. INST., *supra* nota 7, en tablas 71 y 72.

de costos y los esquemas de indexación, han sido discutidos extensamente, pero por lo común no han sido utilizados. Por otro lado, hay mucho menos entusiasmo por los esquemas de competencia por comparación.

Aunque es fácil criticar los esfuerzos de las agencias en esta área, también es fácil entender por qué las comisiones han actuado como lo han hecho. En el corto y mediano plazos, los costos de generar electricidad y de comprar energía y capacidad presentan las mayores oportunidades para la reducción de costos. Las comisiones no pueden hacer mucho sobre la capacidad de generación existente, ni tampoco sobre la capacidad que ya se encuentra en construcción. En algunos pocos estados, los pagos de incentivos han estado atados a los costos de terminar las plantas nucleares, pero en muchos casos los costos de nuevas instalaciones de generación son evaluados a través de revisiones prudentes. En cualquier caso, pocas, por no decir ninguna nueva planta generadora de gran tamaño, están siendo planeadas por empresas americanas¹⁰².

Además, el énfasis en los costos de operación y en el desempeño de la unidad generadora evita buena parte de los problemas inherentes a la aplicación de esquemas completos de ajuste en el mundo real -problemas con la contabilidad de costos de las empresas, inflación, inversiones a suma alzada, tecnologías múltiples, y demanda incierta, precios de los insumos y progreso técnico. Los defectos de los sistemas contables de regulación son tales que los incentivos para la minimización de los costos contables de capital pueden producir decisiones de inversión perversas. Las comisiones se centran en las características operativas de las plantas existentes que pueden medirse en términos físicos antes que en dólares. Esto hace que la implementación de los enfoques parciales de competencia por comparación esté limitada a las medidas específicas del desempeño operativo (las más factibles dados los datos disponibles y las técnicas econométricas). La gran cantidad de información sobre el desempeño de la unidad generadora en el tiempo y el espacio hace relativamente fácil el uso de técnicas econométricas modernas para establecer normas de buen desempeño y desarrollar información confiable sobre las propiedades

¹⁰² Véase *Report Shows Dramatic Dropoff In New Plant Additions Beginning in 1988*, ELECTRIC UTIL. WEEK, ago. 18, 1986, en 4.

estocásticas del desempeño de la unidad generadora¹⁰³. El control del costo de combustible no involucra problemas contables complicados sobre el costo del capital. Finalmente, a pesar que no ha sido todavía intentada, podría usarse una combinación de costos indexados relacionados al combustible y un ajuste parcial de costos - quizá basados en estándares de desempeño establecidos estadísticamente - a fin de fijar estándares para los costos de combustible.

Sin embargo, aún tenemos ciertas inquietudes sobre la clase de programas de incentivos que han sido utilizados ampliamente hasta ahora. Estamos convencidos que al concentrarse en el desempeño de la unidad generadora, y no en una medida más completa de los costos totales de generación, las empresas de servicios estarán inducidas a hacer gastos excesivos en el mantenimiento y en las mejoras de capital para incrementar sus puntajes. Esta definición estrecha del desempeño puede distorsionar también las decisiones de compra de energía a terceros o de generación de energía para revender. Tampoco creemos que los programas de pagos de incentivos focalizados en los costos de combustible y de compra de energía hayan sido estructurados de manera apropiada. En la década pasada debido a los cambios en las condiciones del mercado de energía, los costos de los combustibles se han movido significativamente hacia arriba y hacia abajo. Nadie ha podido predecir estos cambios con exactitud. Tiene poco sentido pedir a una empresa el predecir sus costos nominales de combustible dentro de un año o en el futuro, y hacer luego pagos de incentivos en la forma de cambios de tasas basados en las desviaciones de los valores predichos. Buena parte de la diferencia entre los costos efectivos y los predichos se deberá a factores sobre los que la administración no tiene control.

Antes que las empresas hagan predicciones de los costos nominales de combustible, sería mejor que las empresas predigan su consumo real de combustible (por ejemplo, en toneladas de carbón y barriles de petróleo) para diferentes niveles de producto. Los reguladores podrían evaluar fácilmente estas predicciones a la luz de la experiencia histórica. Las predicciones aceptables del uso de combustible podrían entonces ser combinadas mecánicamente con los

¹⁰³ Esto es, tanto para establecer el desempeño esperado o promedio como para describir la variación en el desempeño debido a influencias aleatorias no medibles.

índices de precios de combustible para dar una función de costos, como en la ecuación (5), aplicándola solo a combustibles. Esta función podría luego ser usada para ajustar las tarifas en respuesta a cambios en los costos de combustible y de energía comprada. En principio, este enfoque podría extenderse para hacer predicciones sobre el uso de combustibles para diferentes niveles de producto y usarlos en los estándares de comparación para obtener un desempeño óptimo de cada una de las unidades generadoras de la empresa.

Los reguladores deberían intentar desarrollar mecanismos de pago de incentivos para gastos de generación diferentes del combustible, incluyendo los costos laborales. Podrían desarrollarse normas de costos basadas en la noción de comparación estadística aplicando técnicas econométricas a los datos de cientos de plantas y empresas, junto con índices de salarios locales y precios de materias primas; tales normas podrían usarse como la base de los pagos de incentivos. Este tipo de enfoque podría incorporarse con normas de desempeño y normas sobre el precio de los combustibles para dar un sistema de incentivos más completo que opere sobre los costos totales de generación, sin incluir los costos de capital¹⁰⁴. Los otros costos sujetos al control en el corto plazo son los gastos operativos y de mantenimiento en los niveles de transmisión, distribución y servicio al consumidor. Esta parece ser un área en la que podrían usarse las técnicas estadísticas de comparación a fin de establecer normas para los requerimientos de horas de trabajo. Los índices de salarios podrían aplicarse a estas normas a fin de establecer metas de costos que sirvan de base para los pagos de incentivos. Por otro lado, debido a que los recortes en los costos de distribución (que no están acompañados por incrementos en la eficiencia) producirán más apagones¹⁰⁵, es importante reconocer la importancia de la calidad del servicio en los esquemas de incentivos.

En suma, no importa cuan grandes sean los costos operativos, el desafío es desarrollar un conjunto de funciones de costos, como C^* en la ecuación (5), para sus principales componentes,

¹⁰⁴ Aunque estamos convencidos que este enfoque es tanto deseable como factible, los estudios estadísticos necesarios todavía no han sido hechos. Además debemos notar que la inclusión de los costos de energía comprada en tan amplio programa impone un número de problemas prácticos que tampoco han sido tomados en cuenta de manera sistemática.

y dar alguna participación a la empresa y a sus clientes sobre las desviaciones de los costos con respecto a sus metas; esto es, se debe extender lo que se ha hecho por separado con el desempeño de la unidad generadora y con los costos de combustible. Aunque somos optimistas en cuanto al desarrollo de tales funciones, dudamos que los avances teóricos o la información disponible llevarán a métodos claros para determinar la “fracción de participación” óptima (g en las ecuaciones (4) y (4')) en estos y otros esquemas.

Si el trabajo teórico reciente nos ha enseñado algo, es que el problema de determinar la fracción de participación óptima es muy complejo como para ser resuelto fácilmente en la práctica. Como una cuestión práctica, las comisiones deberían establecer fracciones de participación que (a) no tengan un efecto significativo en el riesgo de la firma regulada (por lo tanto, el costo de capital no cambiará dramáticamente); y (b) coloquen límites “creíbles” ex ante a las recompensas y penalidades, reconociendo que las penalidades o recompensas enormes no se sostendrán. Estas consideraciones pragmáticas implican que los esquemas de regulación por incentivos deberían ser diseñados usando modelos de simulación específicos a las empresas, de forma tal que se produzcan resultados financieros “razonables” bajo escenarios plausibles sobre el futuro (de corto plazo). Estas consideraciones también sugieren que la regulación no debería moverse abruptamente de los arreglos de adición al costo hacia arreglos de precio fijo¹⁰⁶, dado que estos últimos traen consigo un gran riesgo, que es el de obtener resultados inaceptables. A medida que se incrementa la incertidumbre económica y tecnológica es deseable debilitar los incentivos y moverse hacia arreglos de adición al costo.

No defendemos la posición de extender la regulación por incentivos a los costos operativos y de mantenimiento. Tratar de incorporar las decisiones de inversión de capital dentro de estos tipos de sistemas de ajustes indexados/parciales no parece razonable. Los problemas de la contabilidad del capital son simplemente muy graves. Estamos a favor, en cambio, de una de dos estrategias para los gastos de capital (particularmente plantas de generación). Primero,

¹⁰⁵ Nuevamente parece ser que los estudios necesarios no han sido realizados aún, y no está precisamente claro cómo las cuestiones de calidad del servicio pueden ser mejor manejadas.

¹⁰⁶ Esto significaría moverse hacia valores muy bajos de los parámetros tales como g en las ecuaciones (4) y (4').

deberían desarrollarse más revisiones prudentiales para los costos de construcción. Estas deben involucrar comparaciones estadísticas dejando de lado los costos¹⁰⁷. Segundo, debería considerarse seriamente el giro hacia un proceso competitivo de subastas y contratos para la nueva capacidad generadora, como ha sido sugerido en Massachusetts¹⁰⁸; aunque debe tenerse cuidado con preservar las economías inherentes a la integración de las funciones arquitectónicas e ingenieriles de las empresas de servicios¹⁰⁹. En cualquier caso, la regulación de los costos de construcción no parece ser una cuestión de alta prioridad, dado que las empresas de servicios sólo están planeando añadir poca capacidad de generación dentro de los próximos diez años (además de la culminación de algunas plantas nucleares).

En la regulación por incentivos, como en muchas áreas de política, las buenas intenciones son necesarias pero no suficientes para obtener buenos resultados. Las comisiones estatales no pueden ser acusadas por falta de buenas intenciones. Tampoco pueden ser culpadas por no seguir las proposiciones del trabajo teórico reciente, dado que dicho trabajo no ofrece una guía práctica. Pero pensamos que el análisis económico básico debería usarse con mucho más cuidado en el diseño de los esquemas de incentivos, y los datos disponibles y las técnicas econométricas deberían ser más explotadas para desarrollar estándares de costo y desempeño. La regulación por incentivos no puede mejorar dramáticamente el desempeño de las empresas de servicio. Puede producir alguna mejora siempre que - y quizá, sólo siempre que - se haga bien.

¹⁰⁷ Véase e.g. Joskow & Rose, *supra* nota 83, en 21. Mientras los costos de capital reportados de las plantas existentes reflejan principalmente convenciones contables, los costos de construcción efectivos de nuevas instalaciones pueden ser comparados útilmente entre firmas y a lo largo del tiempo.

¹⁰⁸ Mass. Dept. Pub. Util. Order and Notice of Proposed Regulations, D.P.U. 84-276-A, feb. 3, 1986.

¹⁰⁹ Véase e.g. Joskow & Rose, *supra* nota 83, 28-29 y P. JOSKOW & R. SCHMALENSEE, *supra* nota 47. Todavía queda ver si es posible hacer comparaciones simples y confiables de licitaciones competitivas.

APENDICE

Programas de Regulación por incentivos, por Estados

<u>Estado</u>	<u>Compañía</u>	<u>Tipo de Programa</u>	<u>Fecha de Inicio</u>
Arizona	Arizona Public Service	Factor de Capacidad Disponibilidad Equivalente	1984
Arizona	Arizona Public Service	Máximo Costo de Construcción de la Unidad Nuclear	1984
Arkansas	Arkansas Power & Light	Factor de Capacidad	1981
California	Southern California Edison	Factor de Capacidad, Tasa de Calentamiento	1981
California	San Diego Gas & Electric Southern California Edison	Factor de Capacidad	1983
California	Pacific Gas & Electric Southern California Edison Sierra Pacific Power San Diego Gas & Electric	Costos de Combustible y de Energía Comprada	1983
Colorado	Public Service Company of Colorado	Factor de Capacidad	1983
Connecticut	Connecticut Light & Power	Factor de Capacidad	1979
Delaware	Delmarva Power & Light	Factor de Capacidad Disponibilidad equivalente	1984 (propuesto)
Florida	Florida Power & Light Florida Power Gulf Power Tampa Electric	Disponibilidad Equivalente Tasa de Calentamiento	1980
Florida	Florida Power & Light	Factor de Capacidad	1983
Florida	Florida utilities	Economía de las Ventas de Energía	1984
Maryland	Maryland utilities	Disponibilidad Equivalente Tasa de Calentamiento	Pendiente
Massachusetts	Boston Edison	Disponibilidad Equivalente Tasa de Calentamiento	1981; 1983
Michigan	Michigan Utilities	Costos de Combustible y de Energía Comprada	1979 ¹
Michigan	Consumers Power Detroit Edison	Disponibilidad del sistema	NA

¹ Descontinuada en 1983

Michigan	Consumers Power	Costos de Operación y Mantenimiento	1979 ²
New Hampshire	Public Service of New Hampshire	Disponibilidad de la Unidad de Generación	1982
Nueva Jersey	Atlantic City Electric Jersey Central Power & Light Public Service Electric & Gas Rockland Electric	Costos de Combustible y de Energía Comprada	1977
Nueva Jersey	Jersey Central Power & Light	Máximos Costos Construcción para la Unidad Nuclear	1983
Nueva York	New York State Electric & Gas Niagra Mohawk Power	Costos de Combustible y de Energía Comprada.	1983
Nueva York	Consolidated Edison Orange & Rockland	Costos de Mantenimiento y de Operación sin Combustible.	1983
Nueva York	Owners of Nine Mile Point Unit 2	Máximos Costos de Construcción de la Unidad Nuclear	1984 (?)
Carolina del Norte	North Carolina utilities	Costos de Combustible y de Energía Comprada.	1983
Oregon	Portland General Electric	Costos de Combustible y de Energía Comprada.	1980
Pennsylvania	Pennsylvania utilities	Costos de Combustible y de Energía Comprada.	Pendiente
Texas	Texas Utilities	Tasa de Calentamiento Disponibilidad Equivalente	Pendiente
Texas	Southwestern Public Service	Tasa de Calentamiento	1984 (?)
Utah	Utah Power & Light	Productividad Total del Factor	1983 ³
Virginia del Oeste	West Virginia utilities	Sistema de Generación, Transmisión y Distribución	Pendiente
FERC	Virginia Power	Tasa de Calentamiento Disponibilidad Equivalente	1983

Fuente: La información fue tomada de una fuente titulada “Regulación por incentivos en la Industria de Servicios Eléctricos” compilada por John Landon para el National Economic Research Associates, Inc. en octubre de 1985, y actualizada vía comunicación personal, agosto de 1986. La fuente de Landon lista un mayor conjunto de programas de regulación y revisiones prudenciales de las que han sido listadas aquí. Muchas de estas actividades no están, en nuestra opinión, en el espíritu de la “regulación por incentivos” (no importando lo que los reguladores digan) por lo que no los hemos incluido.

² Descontinuada en 1983 debido a las regulaciones estatales contra los ajustes automáticos.

³ Descontinuada en 1984 debido a conflictos con la ley estatal.