



Revista de Ingeniería

ISSN: 0121-4993

reingeri@uniandes.edu.co

Universidad de Los Andes

Colombia

Benavides, Juan

Precios, inversión y economía política de la energía eléctrica

Revista de Ingeniería, núm. 25, mayo, 2007, pp. 122-129

Universidad de Los Andes

Bogotá, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=121014223012>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Precios, inversión y economía política de la energía eléctrica

Juan Benavides

Ph. D. Economía de Recursos Energéticos. Profesor Asociado, Facultad de Administración, Universidad de los Andes, Bogotá D.C., Colombia.
jbenavid@uniandes.edu.co

RESUMEN Este artículo aborda diversos asuntos centrales al diseño de arquitecturas de mercados eléctricos. Primero, se enuncian las características económicas de la electricidad cuyos mercados son inherentemente incompletos e imperfectamente competitivos. Se discuten además el papel y el alcance de la adaptación frecuente de precios como instrumento de maximización del bienestar, así como la complementariedad entre adaptación de precios y adición de capacidad, que se puede formular de manera compacta usando el lenguaje de las desigualdades variacionales. Finalmente, se enume-

ran algunas de las restricciones que el proceso político impone al proceso de reforma de sectores eléctricos de propiedad pública, concluyendo con la necesidad de usar un enfoque de costos de transacción en el proceso de reforma.

PALABRAS CLAVE

Mercados de energía, precios spot, inversión en generación eléctrica, reformas del sector eléctrico, economía política, costos de transacción.

Prices, Investment and Political Economy in Electricity

ABSTRACT This piece puts together several strands of conceptual themes that are central to the design of electricity market architectures. It starts by delineating the economic characteristics of electricity (whose wholesale markets are inherently incomplete and imperfectly competitive). The role and scope of frequent price adaptation as a welfare maximizing tool is also discussed, as well as the complementary nature of price adaptation and capacity expansion, which can be compactly expressed with the help of variational

inequalities. Finally, it points out some of the *real-politik* constraints that emerge in the process of reforming publicly-owned electricity systems and concludes with the need of using a transaction-cost approach in the reform design process.

KEYWORDS

Energy markets, spot pricing, power generation investment, energy sector reforms, political economy, transaction costs.

INTRODUCCIÓN

A diferencia del actual *boom* de desarrollos teóricos, ligado a los avances en la teoría de subastas, derivados y la reducción de costos de las comunicaciones, la investigación microeconómica sobre los servicios en redes estuvo prácticamente inactiva durante el largo período en que las firmas privadas de los países desarrollados gozaron de una regulación por tasa de retorno y la propiedad y gestión estatales imperaron en los países en desarrollo. En América Latina, especialmente durante las décadas de los 50s y 60s, la electricidad (y la infraestructura en general) recibió el tratamiento de “capital estratégico” o “precondición para el desarrollo”. Sin protestas de los economistas, la electricidad se calificó generalizada y automáticamente como monopolio natural. Menos tardó la doctrina del interés público en consolidarse, que los intereses especiales en capturar el sector y atrincherarse.

El paradigma de la propiedad y gestión públicas se implantó con una fuerte presencia de la financiación externa por las entidades multilaterales, preferencia por la generación hidroeléctrica —fuente de grandes contratos de obra civil— y precios inviables. Como se dice en la devaluada jerga actual, “los incentivos estaban alineados” perfectamente para impulsar obras de gran tamaño donde los sobrecostos y los retrasos fueron la norma. La ausencia de una restricción presupuestal vinculante para las empresas dio al traste con su sostenibilidad porque éstas fueron usadas con propósitos redistributivos, tanto por la debilidad del sistema de impuestos como fuente de subsidios directos a los más necesitados, como por su control político para obtener beneficios electorales (precios bajos y empleo a votantes pivotaes), asignar contratos jugosos y extraer ganancias monetarias extralegales[1].

El esquema estaba condenado al fracaso porque los planificadores del sector no eran ni pueden ser agentes perfectos de la sociedad, los gerentes de las empresas públicas no fueron ni pueden ser agentes perfectos del gobierno central y por la ausencia de mecanismos para introducir disciplina del gasto y ajustar los con-

sumos de acuerdo a la escasez o abundancia del bien. Por otra parte, cuando Colombia sufrió el intenso racionamiento de 1991-1992, las causas comúnmente enunciadas en su momento por los técnicos del sector para explicar el evento se centraron en la calidad de los modelos de toma de decisiones de operación, planeamiento de la operación o la insuficiencia de capacidad de reserva determinados por los modelos de expansión.

Con el beneficio de la retrospectiva —que es una ciencia exacta— estas discusiones ignoraban el problema fundamental del *valor del servicio* (como se discute más adelante, la sociedad maximiza su bienestar por el consumo de electricidad cuando (i) los precios se adaptan frecuentemente para reflejar la escasez o abundancia relativa y (ii) la inversión en generación se hace a tiempo y es del tamaño y tecnología apropiados), y en el arreglo institucional y de precios valoraba el control público y la redistribución ineficiente en la forma de racionamiento por cantidades.

La mayoría de países de América Latina, ante el fracaso generalizado del esquema estatista, introdujo la función de la regulación económica y creó una primera generación de arquitecturas de mercado eléctrico. En términos esquemáticos, aparecieron las oficinas de regulación, se organizaron mercados de corto plazo (*spot*) en generación y se regularon las actividades de transmisión y distribución como monopolios naturales. En muchos casos se introdujeron también límites a la integración vertical y a la concentración por actividad.

Los instrumentos de mercado, a pesar de las dificultades de la tecnología actual de producción y transmisión para acercarse al ideal de texto y los límites prácticos de medir y adaptar el consumo en tiempo real, han logrado resultados superiores a la gestión pública en América Latina [2]. Los avances en Colombia en más de 10 años de reforma son también notables, pero está fuera del alcance de este breve artículo hacer un balance empírico en tal sentido. Las siguientes cuatro secciones tienen como objetivo poner en con-

texto la necesidad y el alcance de los mecanismos de mercado. Son ellas: (i) la caracterización económica de la electricidad; (ii) la adaptación de los precios; (iii) la complementariedad entre adaptación e inversión; y, por último, (iv) los problemas de economía política y la evolución institucional del sector eléctrico en países de tradición rentista.

LA ELECTRICIDAD COMO BIEN ECONÓMICO

Robert Wilson ha escrito la pieza definitiva sobre las características económicas de la energía eléctrica y discutido los dilemas que se presentan en el diseño de una arquitectura de mercado para su gestión eficiente [3]. A continuación se resaltan y comentan sus principales aportes.

Desde el punto de vista de la teoría económica estándar, los mercados mayoristas de electricidad son inherentemente incompletos e imperfectamente competitivos. Lo incompleto resulta en parte porque la electricidad es un flujo que no se puede medir perfectamente y porque almacenar energía es todavía costoso. La característica de flujo significa que no se pueden asignar derechos de propiedad fácilmente. A lo sumo, los participantes en un mercado pueden inyectar o extraer electricidad en puntos específicos de la red de transmisión. Estos privilegios traen consigo la obligación de cumplir reglas técnicas (para preservar la integridad y desempeño del sistema de potencia) y procedimientos para llevar las cuentas que se basan en inyecciones o retiros medidos. De esta forma, todos los derechos son recíprocos y se derivan de contratos.

Lo incompleto del mercado sería un problema menor si no fuera porque el valor de la demanda excede de lejos el costo de la oferta, y tanto la oferta como la demanda tienen componentes cíclicas y estocásticas. El compromiso adoptado para la mayoría de consumidores finales ha sido que las cantidades se consumen con precios que no alcanzan a reflejar sino crudamente el balance de oferta y demanda, la localización, y sin restricciones a la asignación inter-temporal de carga. Con pocas excepciones, los consumidores tie-

nen el derecho irrestricto de retirar electricidad de la red. Como contrapeso, en muchas partes se permite análogamente a los generadores inyectar irrestrictamente electricidad a la red a precios spot. Esto impone esfuerzos gigantescos del lado de la oferta para proveer energía y transmisión, suplementados por reservas para atender contingencias. Las restricciones de transmisión son claves porque hacen que el sistema de potencia sea vulnerable a inestabilidad y a colapso.

La principal consecuencia económica de estas externalidades persistentes y la necesidad continua de balancear el sistema de transmisión en tiempo real, es que en el muy corto plazo (menos de una hora) no es factible organizar un mercado eficiente y totalmente descentralizado. El viejo dilema de “precios versus cantidades” se resuelve en este horizonte de tiempo por delegación a un operador del sistema. El monopolio natural del operador del sistema sobre el mercado spot es una de las formas que lo hacen imperfectamente competitivo.

Si los mercados spot fueran completos y perfectos, entonces los mercados *forward* podrían organizarse con contratos financieros ligados a los precios spot. Pero el mercado spot (que en realidad es un mercado del día siguiente) nunca alcanza a reflejar las contingencias reales y puede existir poder de mercado por horas y por congestión de la red de transmisión. Por otra parte, es difícil incluir totalmente efectos inter-temporales como los costos de arranque y las restricciones de toma de carga de algunas tecnologías de generación. El resultado final es que el alcance del operador del sistema se extiende sobre períodos de tiempo largos para administrar recursos escasos sin precio y adelantar labores de coordinación.

En este contexto, Wilson discute los *trade offs* entre arquitecturas centralizadas y descentralizadas con base en las experiencias de los mercados de Nueva Inglaterra, PJM y Gran Bretaña, para el primer caso, y California y Escandinavia, para el segundo caso. Colombia eligió una arquitectura centralizada que funciona

con un despacho óptimo de recursos de acuerdo a las ofertas de los generadores, incorporando las restricciones de red y de máquinas. Los generadores ofrecen sus costos de oportunidad y las operaciones se coordinan por parte de un operador del sistema con amplias atribuciones de coordinación y despacho. La minimización de costos en estas arquitecturas es una ficción sin que existan fuertes incentivos a asegurar que las ofertas reflejen los costos reales. Las arquitecturas centralizadas funcionan mejor cuando hay competencia vigorosa y una minimización realista de las decisiones por fuera del orden de mérito económico que son necesarias para mantener la confiabilidad del sistema de potencia.

Las arquitecturas descentralizadas, en las cuales no hay coordinación explícita entre las transacciones de diferentes servicios de red, sufren del problema de la poca profundidad de cada producto diferenciado y de los débiles lazos entre los precios spot y forward, así como entre los mercados separados de energía, transmisión y reservas, y dentro de cada uno de ellos, entre sus sub-mercados en cada hora del día. Existe una tensión entre los mercados centralizados, que buscan los precios “correctos” ignorando la compatibilidad con los incentivos, y los mercados descentralizados, que buscan competencia limitada por las imperfecciones de los mercados segmentados y la imperfección del proceso de descubrimiento de precios. La tendencia actual es hacia la descentralización, la cual puede facilitarse por los avances en la adaptación de precios, tema de la siguiente sección.

ADAPTACIÓN DE PRECIOS: PROBLEMAS Y POTENCIAL

Las tarifas planas al consumidor final siguen siendo dominantes en los países en desarrollo y son un problema central para el desempeño de los mercados eléctricos. Las tarifas planas independientes de la hora del día y de la localización en la red no promueven el traslado del consumo a horas con precios inferiores o la localización de la industria para minimizar el costo de generaciones distantes a los centros de consumo. Peor aún, las tarifas planas requieren recortes no guía-

dos por consideraciones de valor económico durante períodos de escasez.

Se debe a William Vickrey la insistencia en el uso de precios spot (que él denominó *responsive pricing*) [4]. Vickrey afirmaba correctamente que los precios altos aumentan el bienestar en presencia de exceso de demanda. El precio spot es el concepto central de los servicios cuyo costo y valor cambian en cada instante del tiempo. En esencia, el precio spot corresponde a la solución descentralizada y frecuente del problema clásico de cálculo de precios pico. En principio, el precio spot elimina los racionamientos por cantidades al balancear instantáneamente la generación y el consumo. La implantación de mercado del precio spot está ligada a costos de transacción (telecomunicaciones, medición y elementos de conexión y reconexión) y en la práctica son los grandes consumidores quienes actualmente pueden capitalizar los beneficios netos de la adaptación en tiempo real. La componente fija de los costos de transacción de ajuste a los precios hace que este problema sea formalmente equivalente a la reposición de inventarios o al problema de cada cuanto usar el cajero automático cuando se cobra cada acceso a la red. La duración óptima de la adaptación a precios será una función de las inflexibilidades introducidas por consumos que tienen costos y tiempos de apagado y encendido y la magnitud de los costos de transacción involucrados en relación con el peso total de la factura de energía.

Existe un continuo de sustitutos al precio spot que tratan de economizar en costos de transacción y son conocidos como esquemas de servicio interrumpible. Su característica común es la insistencia en la diferenciación de productos por nivel de confiabilidad. Estos esquemas asumen que las decisiones de precios, cantidades y confiabilidad son conjuntas y pueden administrarse con instrumentos de mercado. Algunas de las alternativas ensayadas en otros países son: la desconexión voluntaria preprogramada de segmentos de consumo en períodos de máxima demanda; la desconexión contratada con los generadores a cambio de descuentos en precios; el servicio de distintos seg-

mentos de carga, priorizado por confiabilidad; racionamiento contingente por cantidades predefinidas (al estilo de los contratos “take-or-pay” del gas); y el uso de derivados. La ventaja del esquema de servicio priorizado es que permite la revelación de preferencias de disposición a pagar por diferentes niveles de confiabilidad mediante la auto-selección de alternativas de precio y calidad. Si un servicio de calidad uniforme se desempaqueta en un menú bien calibrado de calidades y precios, los consumidores se separarán por tipo y el bienestar se maximizará. Al tiempo, el uso de este esquema puede reducir el costo de los programas de cobertura universal.

El cambio tecnológico en comunicaciones y control distribuido permitirá que un número creciente de consumidores participe activamente en el mercado en pie de igualdad con los generadores, con esquemas innovativos de ajuste a los precios, reduciendo el campo de acción de la comercialización convencional. En la práctica, la parte de la demanda que ha elegido una confiabilidad inferior a uno se vuelve despachable, precisamente en la fracción cuya prestación cuesta menos que el costo marginal de la adición de nueva capacidad. Nótese que este enfoque hace obsoleta la aproximación al problema de confiabilidad mediante “márgenes de reserva” definidos exógenamente por un planificador centralizado que desconoce la heterogeneidad y los valores de la disposición a pagar y la capacidad de adaptación de los consumidores. El uso del “costo de racionamiento” para calcular estos márgenes es problemático de calcular y aplicar. Cuando las preferencias de confiabilidad se transan y se vuelven endógenas, la inclusión del costo de racionamiento en los modelos de determinación del margen de reserva introduce un exceso de capacidad que terminan pagando ineficientemente todos los consumidores.

COMPLEMENTARIEDAD ENTRE ADAPTACIÓN DE PRECIOS E INVERSIÓN [5]

Cuando se resuelve el problema de maximización de bienestar con choques estocásticos agregados a la demanda (modelados como movimiento browniano

geométrico) en presencia de economías de escala en generación y con el uso de un mercado spot, las decisiones de adaptar el consumo e invertir en nueva capacidad se pueden expresar mediante el lenguaje de las desigualdades variacionales. Las economías de escala implican que la inversión es discontinua en el tiempo. Usando programación dinámica estocástica hacia atrás en tiempo continuo, se puede comprobar que en el instante discreto de invertir, y solamente en ese instante, el valor de la inversión adicional (de tamaño finito predefinido) es exactamente igual al incremento de bienestar creado por la adición de capacidad. El resto del tiempo el valor de la inversión es inevitablemente más alto que su aporte marginal al bienestar.

Por otra parte, y mientras no ingrese nueva inversión (casi todo el tiempo), se debe maximizar el flujo de bienestar proveniente del consumo continuo de la electricidad en cada instante del tiempo. Se obtiene una segunda desigualdad que toma la forma característica del principio de Bellman y que relaciona la evolución de los flujos del bienestar con la evolución de los flujos provenientes del capital existente. El balance entre los dos flujos es perfecto mientras no se presenten choques a la demanda suficientemente altos que ameriten un salto discreto en capacidad. Sucede que cuando la primera desigualdad es cero (es óptimo invertir ahora), la expresión de bienestar en flujos se convierte en desigualdad por un instante, dado que el flujo de beneficios por aumento súbito del stock sobrepasa el excedente del consumidor.

Así, el ajuste del consumo en el mercado spot y las adiciones de capacidad discretas son dos recursos de la sociedad para maximizar el bienestar. El par de desigualdades variacionales encontradas (una para los flujos y otra para el stock) sigue una relación de complementariedad que implica que en el óptimo, el producto de las dos desigualdades es cero todo el tiempo. Una desigualdad será estricta mientras la otra no lo sea.

La intuición de estos resultados se mantiene al cambiar el problema del máximo social por el de la decisión de los inversionistas individuales, o cuando las economías de escala desaparecen (se usan diferenciales en vez de incrementos discretos en la primera desigualdad). Nótese que el concepto de sub o sobre-inversión solamente se puede definir correctamente con respecto a los cambios en el stock de bienestar y no a los cambios en el flujo de bienestar. La aparición eventual de precios sombra de capacidad positivos para adaptar el consumo no implica necesariamente que las firmas estén sub-invirtiéndose o ejerciendo poder de mercado.

PROBLEMAS DE ECONOMÍA POLÍTICA E INSTITUCIONALES[6]

Los preceptos centrales para efectuar las reformas eléctricas adelantadas en la década de los noventa en América Latina fueron la redistribución de derechos de propiedad (en teoría, para despolitizar las empresas de propiedad pública) y la formulación de nuevas reglas del juego —introducción de competencia e incentivos. Como consecuencia de este proceso:

- La viabilidad financiera se alcanzaría porque los agentes serían responsables de sus pérdidas y ganancias.
- La competencia en los mercados spot produciría precios eficientes en generación y el eventual poder de mercado se castigaría.
- La regulación de los precios de los monopolios naturales estimularía la reducción de costos en transmisión y distribución.

Al darse estas condiciones, los inversionistas privados serían remunerados satisfactoriamente, los consumidores no pagarían los errores de las decisiones centralizadas (sobre todo en confiabilidad) y las señales de precios en generación serían suficientes para inducir inversión en nuevas plantas.

Detrás de estas recomendaciones hay dos importantes avances de la economía que se consolidaron en los años ochenta: (i) el estudio del impacto de la es-

tructura de derechos de propiedad en las decisiones y comportamiento de las firmas, y (ii) la teoría de diseño de mecanismos basados en incentivos. Idealmente, la privatización eliminaría el control político de las firmas, produciendo reducciones de costos que luego se traducirían en precios eficientes, como respuesta a incentivos de alto poder. Como el lector habrá deducido en parte de las secciones anteriores, la introducción de mecanismos de mercado es conceptualmente superior al esquema estatista, pero los resultados de su aplicación dependen del contexto específico de cada país, especialmente de la inercia de las costumbres y la persistencia de los intereses políticos.

A continuación se muestra un catálogo parcial de problemas surgidos durante la implantación de las reformas:

Los cambios iniciales suelen ser erráticos. Los reformadores no tienen poderes ni capacidades ilimitadas, pero sí pueden tener agenda propia. La definición de nuevas reglas de juego se produce en medio de la negociación entre diversos grupos de interés. Toda ley de reforma usualmente contiene compromisos y distorsiones impuestas por las coaliciones de intereses con poder de veto. El reformador —o, más precisamente, los consultores del caso— puede proponer medidas que tienen consecuencias contrarias a las deseadas como, por ejemplo, los mercados spot, en los que se vaticinaba una competencia por precios que luego no ocurrió en algunos de los mercados que adoptaron tal formato. Como lo discute Wilson [3] la competencia por precios en un mercado spot es difícil cuando existen diferencias tecnológicas (generación térmica vs. hidráulica), plantas que deben generar continuamente (must-run), costos de arranque y parada, necesidad de preservar la estabilidad del sistema de potencia y restricciones en la red de transmisión. Más fundamentalmente, la competencia por precios no se observa cuando los incumbentes hacen uso estratégico de los contratos de largo plazo.

Las nuevas reglas pueden ignorarse, manipularse o cambiarse. La real aplicación de una regla depende de la capaci-

dad del regulador, la posibilidad de castigar prácticas restrictivas de la competencia, el apoyo del sistema judicial y de los organismos de defensa de la competencia (cuando los haya), y las creencias comunes que la sociedad tenga sobre el destino de los infractores. La legitimidad y el cumplimiento de las normas son endógenos.

La competencia ex ante no elimina las rentas. Los ciclos políticos tienden a cambiar la remuneración de las inversiones. Los concursos de privatización —incluso sin ser manipulados— pueden usarse para comprar la opción de renegociación ex post favorable a las firmas en países con cortes débiles (especialmente cuando el criterio de asignación es el máximo ingreso propuesto a la entidad estatal).

Los incentivos propuestos por el regulador pueden ser no creíbles. El arsenal de contratos e instrumentos para fomentar la revelación de información verídica sobre las firmas o su eficiencia tiende a asumir una única interacción entre el regulador (“principal”) y las firmas (“agentes”) e incentivos correlacionados con la calidad de la información o el nivel de ganancias de eficiencia. En la realidad, los incentivos tienden a volverse de bajo poder, entre otras cosas, por la repetición de las interacciones entre el principal y los agentes, la discreción regulatoria y la aparición de coaliciones duraderas de agentes. Las firmas reguladas entienden que las rentas por información asimétrica pueden desaparecer desde la segunda revisión tarifaria (caso de distribución o transmisión) si aceptan seguir el mecanismo de revelación de información una primera vez. Adicionalmente, el regulador puede reducir los topes de traspaso de precios al usuario final antes de cumplirse la revisión, desincentivando así los esfuerzos por desarrollar mejores tecnologías de reducción de costos. Cuando la regulación es minuciosa y compleja y la incertidumbre de precios es alta, los agentes tienen incentivos para coordinar su comportamiento frente al regulador. En casos como los mencionados, los mecanismos que buscan comportamientos diferenciados pierden efectividad.

El contexto social reduce el conjunto de instrumentos regulatorios viables. En electricidad, la amenaza de intervención de precios por temor a la reacción de los electores hace que los inversionistas en generación anticipen que el derecho de recibir cuasi-rentas durante eventos de exceso de demanda no sea creíble. La entrada de nuevas plantas se puede convertir en un proceso opaco cuando el estado interviene invocando condiciones de emergencia económica o sectorial. Por la politización del servicio, las firmas de distribución pueden incumplir sus pagos de compras de energía (en parte porque no pueden desconectar fácilmente a sus clientes morosos). La viabilidad financiera no es automática, incluso en el caso de las empresas privadas.

COMENTARIOS FINALES

Si se contabilizan los costos de transacción políticos, una reforma regulatoria es eficiente si pasa la prueba de *remediabilidad* postulada por Williamson [7]: “se presume que un resultado es eficiente si no se puede proponer una alternativa superior factible que se pueda implantar con ganancias netas”. Esta prueba es importante para definir la arquitectura de mercado, la profundidad inicial de los cambios y la estrategia de evolución. Williamson ilustra este punto con el principio de “ineficiencia diseñada”. Los derechos de propiedad políticos son especialmente inseguros en regímenes democráticos, pues las medidas definidas por un gobierno actual pueden revertirse en el gobierno siguiente. Si se propone una regulación destinada a eliminar todas las rentas existentes en un solo paso, será vulnerable y fácil de revertir. Contra las posibles buenas intenciones de los diseñadores de políticas, existe un compromiso intertemporal entre las rentas que se aceptarán para iniciar el cambio y la *continuidad* de la reforma. Al no disponer de otras alternativas, se requieren diseños que pasen la prueba de remediabilidad.

El principio de remediabilidad permite valorar la paciencia y la necesidad de consolidar instituciones basadas en el desempeño y el respeto a las reglas del

juego. En medio de dificultades e intentos de reversión por los intereses desplazados, la introducción de mecanismos de mercado al sector eléctrico en Colombia ha traído sustanciales ganancias de bienestar, el respeto progresivo a la función de regulación y una sofisticación comercial del lado de la oferta. La introducción de mayor actividad en el mercado por parte del lado de la demanda y la profundización del uso de instrumentos de gestión de riesgo son los temas donde se pueden lograr avances importantes en el corto y mediano plazo. En ese momento Colombia podría evaluar si su cultura institucional ha madurado para hacer la transición a una arquitectura de mercado descentralizado.



REFERENCIAS

[1] **J. A. Robinson y R. Torvik.**

“White elephants”. *Journal of Public Economics*, 89, 2005: 197-210.

[2] **A. Chong y J. Benavides.**

“Privatization and Regulation in Latin America.” En Eduardo Lora (Ed.) *The Reform of the State in Latin America*. Stanford, CA: Stanford University Press, 2006, Chapter 8, pp. 263-289.

[3] **R. Wilson.**

“Architecture of power markets.” *Econometrica*, 2002, 70: 1299-1340.

[4] **W. Vickrey.**

“Responsive Pricing of Public Utility Services.” *Bell Journal of Economics* 1971, 2: 337-346.

[5] **J. Benavides.**

“Optimal Pricing and Investment in Electric Power Generation in the Context of Uncertainty.” Ph.D Thesis. The Pennsylvania State University. State College, PA. 1995.

[6] **J. Benavides.**

“Can Reforms Be Made Sustainable? Analysis and Design Considerations for the Electricity Sector.” SDS Technical Paper. Washington, DC: IDB. 2003.

[7] **O. E. Williamson.**

The Mechanisms of Governance. New York: Oxford University Press. 1996.