

La Competencia en los Mercados Energéticos

Santiago Urbiztondo

Profesor Titular, Economía y Regulación de los Servicios Públicos, FCE-UNLP
Economista Jefe, FIEL

Seminario UCEMA-IAE
Av. Córdoba 374, CABA, 23 de mayo, 2018

Contenido de la presentación

**Breve análisis conceptual sobre
instancias, ventajas, riesgos y
preguntas emergentes en
Argentina sobre la competencia
en el sector eléctrico**

Monopolio vs. Competencia en el análisis económico

- **Teóricamente**, con *información completa*, un *planificador central* puede tomar decisiones para la **asignación eficiente** de recursos en un mercado:
 - Elegir inversiones / **tecnologías** adecuadas para **minimizar costos** (sociales, con externalidades) *y riesgos*
 - **Minimizar costos variables de producción** en cada momento
 - Fijar **precios eficientes** para que los consumidores dispuestos a pagar esos costos puedan consumir el bien o servicio
 - Aplicar **impuestos y subsidios no distorsivos** para permitir el **acceso** de consumidores pobres
 - **Delegar** la producción / provisión a una **empresa privada**, cuidando que ésta no abuse de su poder monopólico, fijando su rentabilidad máxima

Monopolio vs. Competencia en el análisis económico

- Pero, en el mundo real hay *información incompleta*
 - Dejemos de lado que el planificador tenga agenda propia...
 - Primer caso: Existe un **monopolio natural (MN) no desafiable** (costos de producción para atender la demanda mínimos con 1 empresa, y existen costos hundidos / irreversibles que limitan la disciplina de potenciales competidores)
 - La solución, imperfecta, es la regulación directa del MN, procurando eficiencia asignativa (nivel de producción correcto) y productiva (menor costo de esa producción)
 - Segundo caso: **no hay MN** (o no hay barreras a la entrada), y la competencia (efectiva o potencial) provee incentivos e información descentralizada para asignar mejor los recursos
 - La competencia entre proveedores (¿con distinta tecnología?), tomando decisiones para maximizar sus beneficios y expuestos a riesgos y ganancias asociadas, **podría** replicar el resultado que hubiera querido decidir el planificador central

Competencia en el sector eléctrico

1. Desde fines del S. XIX, la “competencia por el mercado” (reducido geográficamente) desembocó en F&A que demostraron –al aprovechar economías de escala y de alcance para atender distintas demandas– la condición de MN de estructuras verticalmente integradas en generación-transporte-distribución (G-T-D) de alcance regional
 - *Agotada la competencia por el mercado, dejó de haber competencia*
 - *La regulación aplicada fue por costos (o la provisión pública)*
2. Desde los 1980s, la innovación tecnológica erosionó el MN: los sobre-costos de las empresas integradas, el surgimiento de plantas de generación térmica eficientes más pequeñas, y las mejoras tecnológicas en computación y manejos de datos transformaron a la **generación eléctrica** en un **segmento potencialmente competitivo**
 - *La competencia saliente sería entonces a nivel de generación*
 - *Separación vertical de la generación, asegurando el acceso no discriminatorio (“open access”) a la red de T&D*

Competencia en el sector eléctrico

3. Desde los 1990s, mejoras en tecnologías de la información, medición inteligente de consumos y coordinación regulatoria en distintos servicios públicos (electricidad y GN) permitieron desarrollar la ***competencia en la comercialización mayorista y minorista*** (separadas del transporte local –distribución)
 - ***Evaluar la competencia pasó a requerir examinar opciones de abastecimiento de toda clase de usuarios***
4. Ahora, se incorporan “fuentes de generación” no convencional – los ***recursos de energía distribuida*** (DER) que incluyen paneles de generación solar, almacenamiento en baterías (específicas o de automóviles), aparatos inteligentes para programar y acomodar el consumo eléctrico durante el día, etc.–, con inversiones descentralizadas a nivel de cada usuario (naciendo los “***prosumers***”, mezcla de consumidores y productores)
 - ***Competencia e/ DER y generación convencional, y e/ usuarios / comercializadores minoristas y dueños de las redes de distribución***

Ventajas de la competencia en el SE

- Al regular un monopolio verticalmente integrado (MVI) con un mix de *price-cap* y *costo-plus*, subsisten
 - “riesgo moral” (ineficiencia productiva, en la composición de la matriz de generación y su despacho posterior),
 - necesidad de auditar (seriamente) costos para evitar abuso monopólico,
 - riesgo regulatorio (de distinto grado según el contexto),
 - en general, costos (y tarifas) relativamente elevados
- La competencia en la generación **puede**:
 - limitar la ineficiencia productiva de los generadores existentes,
 - promover el ingreso de generadores con menor costo (salida simétrica), y
 - limitar los subsidios cruzados a (eventualmente) los márgenes de T&D
- La competencia minorista **podría** :
 - limitar el riesgo moral en el *passthrough* de costos de la energía (adicional a la separación vertical entre G-T-D),
 - motivar la diferenciación de calidad / confiabilidad del servicio
 - **aumentar la elasticidad-precio de la demanda minorista** (ayudando al desarrollo de la DER), reduciendo la capacidad de generación necesaria para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del sistema

¿Competencia para transferir rentas?

- Borenstein y Bushnell (2015): sostienen que *lobby* a favor de la desregulación y competencia en el mercado eléctrico de EE.UU. en los '90s surgió porque **Cme > Cmg** (usuarios industriales querían comprar energía al costo marginal dado por GN barato, dejando *stranded assets* de generación cara a las *public utilities*)
 - Y que lo mismo ocurre con la promoción de DER, donde usuarios extraen quasi-rentas de operadores de red de distribución: sus inyecciones descentralizadas ahorran la generación desplazada, pero el menor uso de la red –que reduce sus facturas– no implica una reducción real del costo de distribución (mayormente fijo)
- En Argentina, algo similar con GN / petróleo: posiciones oportunistas a favor de la desregulación cuando paridad impo / expo es 3 US\$/MMBTU / 40 US\$/barril y en contra cuando es 6 US\$/MMBTU / 70 US\$/barril
- En conjunto, la competencia oportunista no es buena:
 - Si no fuera por la transferencia de quasi-rentas no existiría
 - Tal vez aporte disciplina para minimizar costos de la infraestructura, pero distorsiona nuevas decisiones de inversión

Regulaciones pro-competencia

- Separación vertical (estructural) G-T-D-C
- Acceso abierto (no discriminatorio) a la red de transporte
- Mercado mayorista de máxima amplitud geográfica, con ofertas de precios por hora al día siguiente (*day-ahead*) y mercado *spot* por diferencias (más contratos) –***multi-settlement markets***–, con operador (OED) independiente
 - ¿Despacho económico de ofertas de precios o curvas de oferta construidas con estimaciones / declaraciones de costos directos?
- Precios nodales que reflejen menores costos marginales de generación (más transporte) en cada punto de la red
- Sumando remuneración de capacidad y servicios complementarios (vía subastas)
- Tarificación de la red de T&D reflejando estructura de costos (fijos y variables, según uso potencial y/o efectivo de la red)
- Impuestos / subsidios / tarifas sociales no distorsivos (para corregir externalidades, asistir acceso universal)
- ***Trato simétrico a las cargas y a la generación***

Preguntas domésticas emergentes

- Desde 2002 el despacho en el MEM es según costos directos, con múltiples precios / remuneraciones según tecnología, vía agente de compras común que contrata la expansión, y precio a la demanda que refleja el costo medio del sistema (eliminando subsidios a fines de 2019)
 - Múltiples ineficiencias: desincentivos a la operación eficiente, competencia segmentada en la expansión, riesgo de manipulación / captura / futuros *stranded costs*, etc.
 - ¿Volver a sistema competitivo, con único precio en el MEM, siendo ahora el costo medio menor que el costo marginal?
- La mayor penetración de energías renovables y DER llevan a reevaluar la adopción de sistema de ofertas de precios (con resguardos) en el MEM:
 - sistemas con ofertas de precio y costos declarados tienen ventajas y desventajas (distintos riesgos de abuso monopólico), pero
 - ofertas de precio permiten reflejar mejor los costos de la energía renovable intermitente en el MEM y dar señales adecuadas para inversiones eficientes en DER (en tiempo real)

Preguntas domésticas emergentes

- La Ley 27.424 de Fomento a la Generación Distribuida (27/12/17), contiene / enfrenta varios problemas:
 - crea el FODIS para subsidiar equipamiento DER, pero
 - omite que tarifas de distribución mal diseñadas distorsionan las decisiones individuales (autogenerar para evitar pagar la red D, sin renunciar a sus beneficios). En GBA:
 - La mitad de los ingresos de distribución provienen de cargos variables (40% para R7 y 70% para R4)
 - Tarifas (en cUS\$/kwh) de R1-R3 rondan 11 y de R7-R9 rondan 17 (más impuestos), cuando precio sin subsidio (=costo medio) del MEM está en torno a 7 y el costo marginal del MEM ronda 10
 - Esto premia en exceso DER para autoconsumo
 - Ello no se extiende a inyecciones de excedentes DER, remunerados “acorde” al precio estacional del MEM para cada usuario, aunque éste será distinto del CMg en el MEM

Preguntas domésticas emergentes

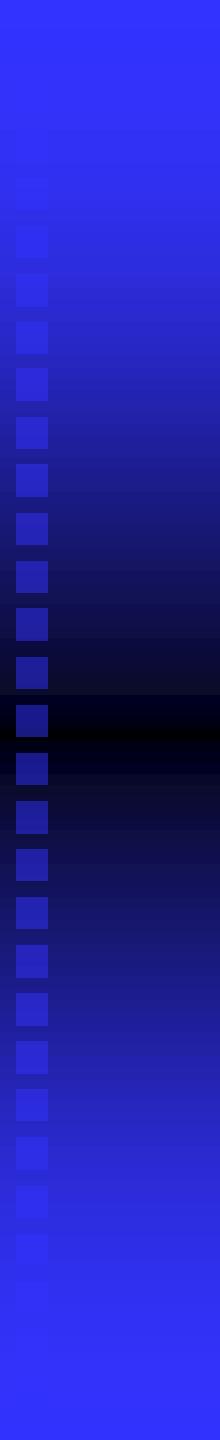
- La Ley 27.424 de Fomento a la Generación Distribuida (27/12/17), contiene / enfrenta varios problemas:
 - omite que precios y tarifas no distinguen costos de generación en tiempo real –o siquiera en pico y fuera de pico–,
 - no promueve que DER sea vehículo para que la demanda reaccione a costos y precios de generación variables (con medidores inteligentes, que en este caso deberán ser pagados por los usuarios)
 - no reconoce incidencia del **prosumidor** sobre el sistema eléctrico (mayores costos por red bidireccional) dependiendo del cambio en el patrón de consumo neto y entregas a la red, prohibiendo cargos específicos del distribuidor al prosumidor

Conclusiones

- Liberalización, desregulación y competencia en presencia de facilidades esenciales
 - Hay potenciales ganancias de eficiencia, tanto en generación como (crecientemente) en comercialización minorista, pero no debe ser un mecanismo promovido para redistribuir cuasi-rentas
- Los costos de no regular eficientemente (sin exclusividades, con precios y tarifas que relejan costos económicos, subsidios/impuestos que reflejan externalidades, tarifas sociales focalizadas y neutras sobre decisión de consumo) son mayores frente al cambio tecnológico
 - Las estructuras de precios deben reflejar los verdaderos costos económicos de la provisión de energía en cada momento, con variaciones de precios de la generación en tiempo real y correcta fijación de cargos fijos y variables en la distribución
 - Las instituciones que definen estos instrumentos deben ser de alta calidad (incluyendo coordinación sectorial / regional / CNDC), con procesos para reconocer y corregir inevitables errores a cometer

Referencias

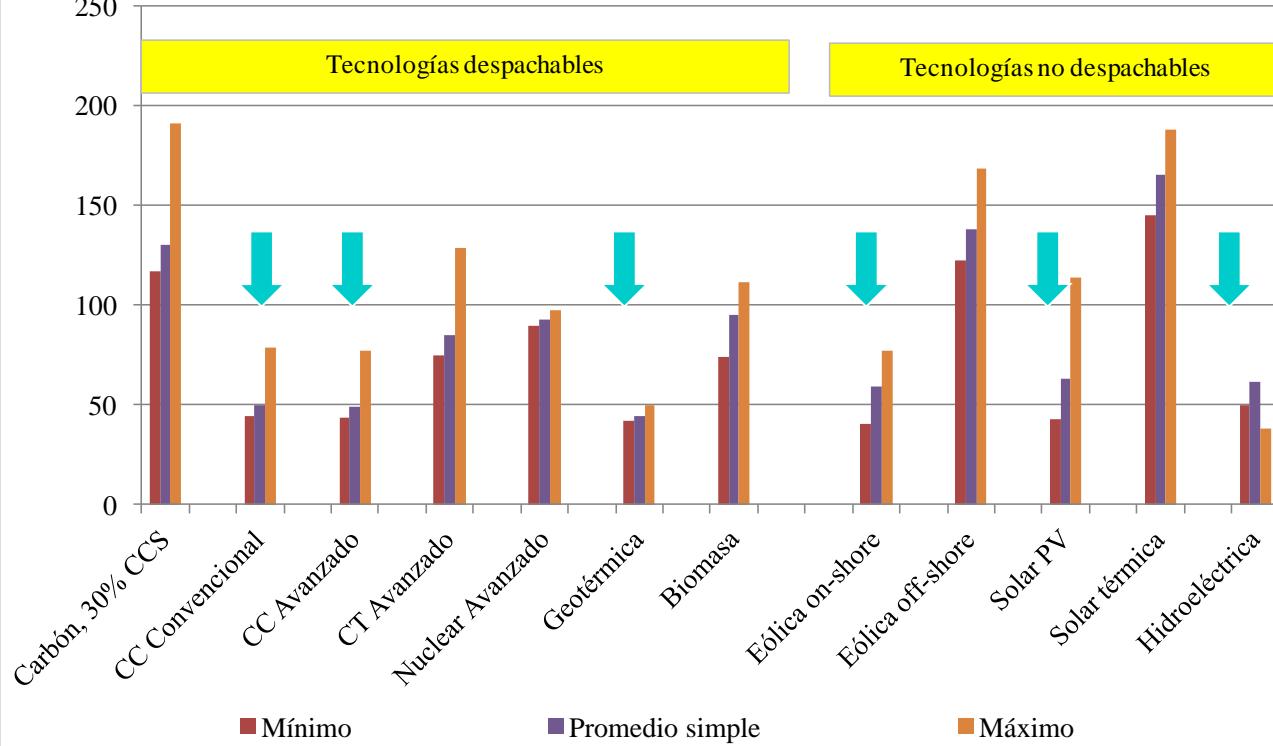
- Borenstein, S. y J. Bushnell: “The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring”, Energy Institute at Haas, Berkeley, 2015
- Wolak, F.: “Efficient Pricing: The Key to Unlocking Radical Innovation in the Electricity Sector”, OECD Working Party No.2 on Competition and Regulation, 2017
- Muñoz, F., S. Wogrin, S. Oren y B. Hobbs: “Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs”, The Energy Journal Vol.39, no.3, 2018



Muchas gracias!

Preguntas domésticas emergentes

EE.UU: Variación Regional del Levelized Cost of Energy (LCOE), plantas con ingreso en 2022
USD/MWh de 2017. Promedios sin ponderar por la capacidad de cada planta. Fuente: EIA (mar-18)

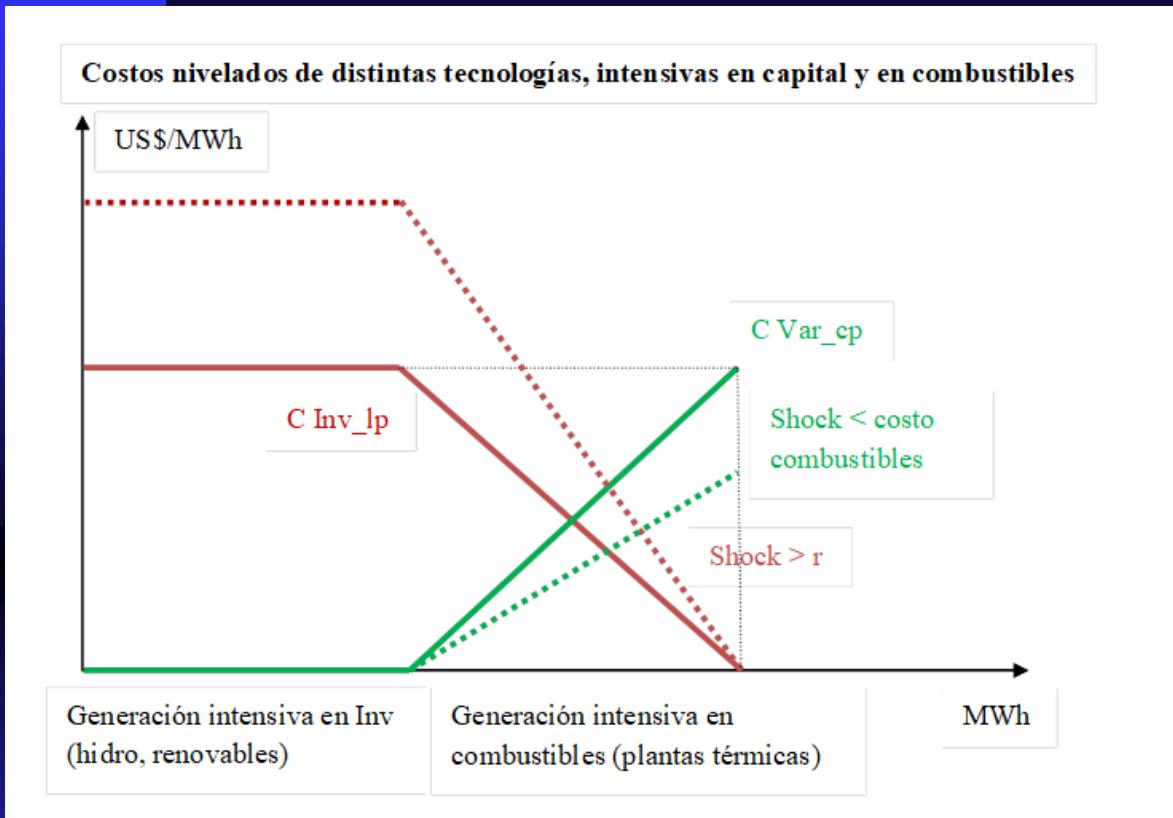


Con estos costos nivelados estimados en EE.UU. para plantas con ingreso en 2022 (que incluyen ventajas impositivas para renovables), la comparación de valores promedio señalaría inversiones correctas limitadas a plantas térmicas CC, geotérmicas, eólicas on-shore, solar PV e hidroeléctricas...

Un Planificador Central lo resuelve...

- Pero las variaciones regionales pueden modificar la composición.... Además, ¿qué pasa si fallan las proyecciones de despacho, cambian restricciones en la red de transporte, costos de capital, precio de los combustibles, etc.?
- Además, hay mayores incentivos a bajar costos compitiendo contra todos, no sólo en licitaciones por contratos con oferentes con igual tecnología
 - El valor de la descentralización y la competencia vs. el planificador central

Preguntas domésticas emergentes



Esquemáticamente, supongamos sólo 2 tecnologías – hidro/renovables (alto costo de capital, bajo/nulo costo variable) y térmicas (al revés)–, con distintas plantas térmicas, todas ordenadas según costos variables crecientes

Existen valores de costos que igualan los costos nivelados de distintas tecnologías....

Y shocks que alteran esa igualdad

- La configuración de la matriz debe evolucionar ampliando la capacidad según cuál sea el menor costo nivelado (total, en valor presente descontado) en cada momento, con preferencias ambientales reflejadas en ventajas impositivas
- La decisión centralizada tenderá a ser ineficiente (información incompleta, sesgo de auto-confirmación), pasando mayores costos a los usuarios finales, vis-à-vis la matriz y esfuerzos emergentes de inversiones descentralizadas donde todos los generadores compiten entre sí