

Dynamic and Strategic Behavior in Hydropower Dominated Electricity Markets: Empirical Evidence for Colombia

J. Balat, J. E. Carranza & J. D. Martin

July 9, 2015

Agenda

1 Objetivos

2 Caracterizacion

3 Literatura

4 El modelo

5 Datos y estrategia empírica

Objetivos

- Formular un modelo de fijación de precios en el mercado colombiano de electricidad donde hay poder de mercado y hidroeléctricas.
- La modelación requiere el desarrollo de herramientas analíticas para entender las subastas de múltiples unidades en ambientes dinámicos.
- El modelo implica que las ofertas de los generadores difieren de su costo marginal por motivos estratégicos y por los incentivos que tienen las hidroeléctricas a asignar intertemporalmente el uso de agua.
- Los datos implican que, en efecto, estos dos efectos son significativos.

Caracterización del mercado colombiano de electricidad

- Más del 60% de la generación es hidráulica.
- La asignación de la generación entre generadores hora por hora se hace a través de subastas con un día de anticipación basados en predicciones de la demanda.
- Hasta el 2009 las subastas eran hora por hora. Los generadores enviaban la disponibilidad total y el costo marginal para cada hora.
- Desde el 2009 se hacen subastas complejas para el día completo que incorporan los costos de arranque y parada de los generadores térmicos (ver de Castro et al (2014)).
- Durante el día se hacen reconciliaciones para ajustar choques inesperados de demanda y oferta (ver Carranza et al (201X)).

Literatura

- La literatura sobre el comportamiento estratégico de los generadores eléctricos es copiosa. Sin embargo, muy poca se ocupa del problema dinámico de los generadores hídricos, mucho menos empíricamente (Stacchetti (1999), Garcia et al (2001, 2005), Vegard (2009) desarrollan modelos teóricos; no conocemos ningún modelo empírico).
- La literatura empírica sobre subastas se ha concentrado en ambientes estáticos y relativamente sencillos. Hay múltiples aplicaciones a mercados eléctricos (e.g. Hortacsu y Puller (2008); para el caso colombiano ver Espinosa y Riascos (2010)). La estimación de modelos de subastas complejas es reciente (Reguandt (2014); una evaluación del esquema colombiano está en de Castro et al (2014)). La estimación de modelos de subastas dinámicas es también incipiente (Balat (2014)).

Modelo estático (a la Hortacsu y Puller)

El problema de optimización de los generadores (antes del 2009):

$$\max_{\hat{S}_{it}(p)} \int_{\underline{p}}^{\bar{p}} [p\hat{S}_{it}(p) - C_{it}(\hat{S}_{it}(p); s_{it})] dH_{it}(p, \hat{S}_{it}(p); s_{it}, \mathbf{w}_t)$$

donde:

$$H_{it}(p, \hat{S}_{it}(p); s_{it}, \mathbf{w}_t) \equiv \text{prob}[p_t^c \leq p | s_{it}, \mathbf{w}_t, \hat{S}_{it}(p)].$$

Es decir, los generadores escogen la oferta cantidad-precio que maximiza la diferencia entre ingresos y costos integrado respecto a la probabilidad de ser despachado.

Modelo estático

La oferta óptima satisface la siguiente condición:

$$p = C'_{it}(S^*_{it}(p); s_{it}) + S^*_{it}(p) \frac{H_S(p, S^*_{it}(p); s_{it}, \mathbf{w}_t)}{H_p(p, S^*_{it}(p); s_{it}, \mathbf{w}_t)},$$

donde:

$$H_S(p, S^*_{it}(p); s_{it}, \mathbf{w}_t) \equiv \frac{\partial}{\partial S_{it}} \Pr(p_t^c \leq p \mid s_{it}, \mathbf{w}_t, S^*_{it}(p)),$$

$$H_p(p, S^*_{it}(p); s_{it}, \mathbf{w}_t) \equiv \frac{\partial}{\partial p} \Pr(p_t^c \leq p \mid s_{it}, \mathbf{w}_t, S^*_{it}(p)).$$

El precio ofertado, por lo tanto, es el costo marginal más un markup que depende del poder de mercado y de los efectos estratégicos.

Modelo dinámico

La función de valor esperado que describe el problema de optimización de la hidroeléctrica es:

$$V_i(\mathbf{w}) = E_{s'_i, \mathbf{w}', \delta'_i, z} \left[\max_{\hat{S}_i(p)} \left\{ \int_{\underline{p}}^{\bar{p}} \left[(p\hat{S}_i(p) - C_i(\hat{S}_i(p); s_i)) + \beta V_i(\boldsymbol{\omega}(\mathbf{w}, \hat{S}_i(p))) \right] \times dH(p, \hat{S}_i(p); s_i, \mathbf{w}) \right\} \right].$$

donde:

$$\omega_i(\mathbf{w}, \mathbf{z}) = w_i - z_i + \delta_i$$

y δ_i es el flujo de agua a los embalses que sigue un proceso markoviano.

Modelo dinámico

La oferta óptima en cada punto satisface:

$$p = C'(S_i^*(p); s_i) + S_{it}^*(p) \frac{H_S(p, S_{it}^*(p); s_{it}, \mathbf{w}_t)}{H_p(p, S_{it}^*(p); s_{it}, \mathbf{w}_t)} + \beta \left(\Psi_i(\omega(\mathbf{w}, S_i^*(p))) - \sum_{j \in -i} \Psi_j(\omega(\mathbf{w}, S_i^*(p))) \right),$$

donde

$$\Psi_j(\omega(\mathbf{w}, S_i^*(p))) \equiv \frac{\partial}{\partial \omega_j} V_i(\omega(\mathbf{w}, S_i^*(p))).$$

O sea que la oferta es igual al modelo estático más un efecto dinámico adicional.

Predicciones del modelo

- 1 *Firm i 's equilibrium bid prices are nonincreasing in its current own water stock.*
- 2 *Firm i 's equilibrium bid prices are nonincreasing in its own expected inflows*
- 3 *Firm i 's equilibrium bid prices are nonincreasing in its rivals' water stock*
- 4 *Firm i 's equilibrium bid prices are nonincreasing in its rivals' expected inflows*

Las predicciones son más o menos obvias y dependen de supuestos débiles respecto al efecto de los flujos y los stocks de agua sobre el margen dinámico.

Datos y estrategia empírica

Usamos datos diarios de precios, ofertas, stocks y flujos de agua a nivel de cada generador entre 2001 y 2008.

Durante el periodo de estudio el mercado estaba dominado por tres empresas grandes que controlaban más del 56% de la capacidad de generación y casi el 70% de la capacidad de almacenamiento de agua.

La muestra completa es un panel desbalanceado de aprox. 50.000 observaciones.

Ecuaciones para estimar:

$$Bid_{ikt} = \eta_1 Ostock_{ikt} + \eta_2 Rstock_{ikt} + \mathbf{x}'_{ikt} \boldsymbol{\gamma} + \mu_i + \tau_t + \varepsilon_{ikt},$$

$$Bid_{ikt} = \eta_1 Ostock_{ikt} + \eta_2 Rstock_{ikt} + \eta_3 Oflow_{ikt+1} + \eta_4 Rflow_{ikt+1} \\ + \mathbf{x}'_{ikt} \boldsymbol{\gamma} + \mu_i + \tau_t + \varepsilon_{ikt},$$

Correlaciones contemporáneas via MCO a nivel de plantas: muestra completa sin controles

En una primera aproximación tratamos a cada planta generadora como una empresa independiente e ignoramos los controles:

	Dependent variable: Equilibrium Bids							
Ostock	-0.805*** (0.017)	-0.626*** (0.017)	-0.787*** (0.016)	-0.635*** (0.018)	-0.917*** (0.019)	-0.794*** (0.020)	-0.882*** (0.018)	-0.785*** (0.020)
Rstock					0.661*** (0.039)	0.652*** (0.036)	0.663*** (0.042)	0.654*** (0.038)
plant FE	NO	YES	NO	YES	NO	YES	NO	YES
Year FE	NO	NO	YES	YES	NO	NO	YES	YES
Number of obs.	45,945	45,945	45,945	45,945	45,945	45,945	45,945	45,945
R ²	0.05	0.35	0.08	0.36	0.06	0.35	0.08	0.36

Robust standard errors in parentheses

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Modelo completo: MCO a nivel de plantas con controles y flujos futuros

Variables	Dependent variable: Equilibrium Bids							
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Ostock	-0.599*** (0.018)	-0.751*** (0.021)	-0.786*** (0.020)	-0.753*** (0.021)	-0.599*** (0.018)	-0.728*** (0.020)	-0.764*** (0.020)	-0.729*** (0.020)
Oflow	-1.483*** (0.105)	-1.386*** (0.106)		-1.289*** (0.111)	-1.548*** (0.106)	-1.454*** (0.106)		-1.388*** (0.111)
Rstock		0.644*** (0.038)	0.675*** (0.038)	0.653*** (0.038)		0.617*** (0.040)	0.648*** (0.040)	0.622*** (0.040)
Rflow			-4.901*** (0.877)	-2.279** (0.923)			-4.530*** (0.937)	-1.623* (0.981)
Controls	NO	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES
Plant FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Year FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Number of obs.	38,250	38,250	38,250	38,250	38,250	38,250	38,250	38,250
R ²	0.41	0.41	0.41	0.41	0.42	0.42	0.42	0.42

Robust standard errors in parentheses

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Estimación con muestra restringida: grandes generadores

Nuestras condiciones de optimalidad son más relevantes para los generadores grandes.

Ranking	Production Capacity		Storage Capacity	
	Generator	(MW)	Generator	(GWh)
1	SAN CARLOS	1,240	PAGUA	5,750
2	GUAVIO	1,200	GUATAPE	4,905
3	CHIVOR	1,000	GUAVIO	2,484
4	PAGUA	600	CHIVOR	1,341
5	GUATAPE	560	LA TASAJERA	531
6	BETANIA	540	JAGUAS	511
7	GUATRON	512	GUATRON	423
8	ALBAN	439	BETANIA	322
9	PORCE II	405	CALIMA	304
10	MIEL I	396	MIEL I	240

Estimaciones con grandes generadores: MCO en la submuestra

Variables	Dependent variable: Equilibrium Bids							
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Ostock	-0.748*** (0.023)	-0.271*** (0.018)	-0.812*** (0.033)	-0.242*** (0.020)	-0.728*** (0.023)	-0.266*** (0.018)	-0.806*** (0.033)	-0.242*** (0.021)
Rstock	-0.220*** (0.062)	-0.365*** (0.073)	0.039 (0.083)	-0.186*** (0.062)	-0.144** (0.063)	-0.298*** (0.076)	-0.109 (0.084)	-0.173*** (0.064)
Oflow	-0.999*** (0.121)	-0.320*** (0.115)	-3.923*** (0.390)	-4.219*** (0.323)	-0.997*** (0.119)	-0.360*** (0.108)	-3.552*** (0.382)	-4.125*** (0.320)
Rflow	-9.651*** (0.973)	-7.968*** (1.034)	-1.370 (1.355)	-0.736 (0.822)	-6.554*** (1.019)	-5.548*** (1.086)	1.187 (1.395)	0.303 (0.865)
Controls	NO	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES
Plant FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Year FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Quarter FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Number of obs.	23,292	9,788	23,050	12,237	23,292	9,788	23,050	12,237
R ²	0.20	0.09	0.42	0.10	0.23	0.11	0.42	0.11

Robust standard errors in parentheses

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Ofertas marginales: MCO a nivel de firmas

- El análisis hasta ahora ignora que el mercado está dominado por firmas multi planta que pueden coordinar sus ofertas.
- De hecho, es un supuesto usual en la literatura y parece ser una creencia de los reguladores que las ofertas se hacen independientemente entre plantas generadoras.
- En el paper mostramos un ejemplo de coordinación de ofertas.
- Restringimos la muestra escogiendo para cada generador multiplanta la planta más cercana al precio spot de acuerdo a 6 diferentes criterios.

Ofertas marginales: MCO a nivel de firmas

Variables	Dependent variable: Equilibrium Bids					
	(M1)	(M2)	(M3)	(M4)	(M5)	(M6)
Ostock	-0.518*** (0.033)	-0.620*** (0.035)	-0.652*** (0.036)	-0.119*** (0.010)	-0.178*** (0.011)	-0.146*** (0.013)
Rstock	-0.930*** (0.099)	-0.583*** (0.091)	-0.815*** (0.098)	-0.487*** (0.035)	-0.956*** (0.038)	-0.875*** (0.042)
Oflow	-7.433*** (0.586)	-7.781*** (0.601)	-7.167*** (0.583)	-0.402*** (0.127)	-0.901*** (0.143)	-0.756*** (0.157)
Rflow	-10.423*** (1.435)	-7.931*** (1.558)	-9.671*** (1.452)	-6.076*** (0.481)	-6.326*** (0.477)	-7.509*** (0.516)
Controls	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Firm FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Year FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Quarter FE	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Number of obs.	17,891	17,787	18,355	13,737	12,096	7,883
R ²	0.16	0.18	0.16	0.32	0.59	0.66

Robust standard errors in parentheses

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Conclusiones

- El comportamiento óptimo de los generadores implica que los precios son superiores a los costos marginales y el sobreprecio depende de consideraciones estratégicas y dinámicas.
- La evidencia empírica implica que las ofertas de los generadores dependen del stock de agua de sus rivales, **condicional en su stock**.
- Las estimaciones también muestran que las ofertas dependen de los flujos futuros propios y de sus rivales, **condicional en los stocks actuales**.
- La identificación de las correlaciones depende de que se enfoque la muestra en las ofertas más relevantes.
- El modelo y los datos sugieren formas paramétricas y no-paramétricas de identificar los componentes del precio.