

El modelo HRV para la expansión óptima de redes de transmisión

Una aplicación a la red eléctrica de Ontario

Juan Rosellón, Juan Tregear y Eric Zenón*

Fecha de recepción: 4 de noviembre de 2010; fecha de aceptación: 5 de septiembre de 2011.

Resumen: Este documento presenta la aplicación de un mecanismo que provee incentivos para la inversión en expansión de redes en el sistema eléctrico de la provincia de Ontario, Canadá. Tal mecanismo combina tanto un enfoque de mercado como uno regulatorio. Se basa en el rebalanceo de una tarifa en dos partes dentro de un contexto de mercado eléctrico mayorista, a la par de la fijación de precios nodales. La expansión de la red se lleva a cabo a través de subastas de derechos financieros de transmisión para las líneas congestionadas. El mecanismo se prueba para una red de transmisión simplificada de diez zonas eléctricas interconectadas, diez nodos, once líneas y setenta y ocho generadores en la provincia de Ontario. La simulación se realiza en escenarios tanto de hora pico como de hora no pico. Al considerar ponderadores de Laspeyres, los resultados muestran que los precios convergen al costo marginal de generación, la renta de congestión disminuye y el bienestar social se incrementa.

Palabras clave: transmisión eléctrica, derechos financieros de transmisión (FTR, por sus siglas en inglés), regulación por incentivos, problema de flujos circulares, precios nodales.

The HRV Model for Optimal Expansion of Transmission Networks: An Application to the Ontario Electricity Grid

Abstract: This paper presents the application of a mechanism that provides incentives to promote transmission network expansion in the electricity system of the Ontario province. Such mechanism combines a merchant approach with a regulatory approach. It is based on the rebalancing of a two-part tariff within the frame-

* Juan Rosellón, juan.rosellon@cide.edu, profesor-investigador, División de Economía, Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE). México, D.F. y German Institute for Economic Research (DIW Berlín). Juan Tregear, juan.tregear@alumnos.cide.edu, estudiante de doctorado en Políticas Públicas, CIDE. Eric Zenón, erzeo@cie.unam.mx, investigador posdoctoral, Centro de Investigación en Energía (CIE), Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). México, D.F. Juan Rosellón agradece el apoyo del Programa Interinstitucional de Estudios sobre la Región de América del Norte (PIERAN) de El Colegio de México, de la Alexander von Humboldt Foundation, y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt) (p. 60334). Juan Tregear agradece el apoyo recibido por parte del Conacyt y del CIDE. Eric Zenón agradece el apoyo recibido por parte del Conacyt y de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

work of a wholesale electricity market with nodal pricing. The expansion of the network is carried out through auctions of financial transmission rights for congested links. The mechanism is tested for a simplified transmission grid with ten interconnected zones, ten nodes, eleven lines and seventy eight generators in the Ontario province. The simulation is carried out for both peak and non-peak scenarios. Considering Laspeyres weights, the results show that prices converge to the marginal generation cost, the congestion rent decreases and the total social welfare increases.

Keywords: electricity transmission, financial transmission rights (FTR), incentive regulation, loop flows, nodal prices.

Clasificación JEL: L51, L91, L94, Q40.

Introducción

En octubre de 1998, el gobierno de la provincia de Ontario (Canadá) implementó una reforma energética a partir de la promulgación del Acta de Competencia de Energía, basada en el Libro Blanco y los trabajos del Comité de Diseño de Mercado (Adams, 2000). Esta reforma hizo una reestructuración de la industria eléctrica, en la que se abandonó el esquema de monopolio natural integrado de la compañía Ontario Hydro, y se implementó un mercado libre y con promoción de la competencia en las fases de generación y distribución. La transmisión, por sus características de monopolio natural, se reconoció en esta reforma como un elemento esencial del mercado eléctrico que debe ser regulado.

En la discusión previa a la reforma se comprendió la importancia de la expansión de redes, pues sin una eficiente expansión de transmisión la red eléctrica podría enfrentar problemas de congestión y aumentar significativamente el costo final de la energía eléctrica, lo que no solamente afectaría al sector eléctrico, sino a toda la economía. La región de Ontario es un área con problemas de congestión, en la que existe un efecto norte-sur, porque la mayor generación eléctrica se ubica en el norte de la provincia y las ciudades más pobladas del sur. Esto hace que existan problemas de congestión, tanto por envío de grandes flujos de electricidad de la zona noroeste (Northwest) hacia las ciudades del sur, como entre las grandes ciudades como Toronto, Ottawa y Niagara, en el sur de la provincia.

De acuerdo con la reforma energética de 1998, se previó que los propietarios de líneas de transmisión permitieran el acceso no discriminado a sus líneas, para así hacer posible que los consumidores compraran energía eléctrica de fuentes generadoras más competitivas. Asimismo, el acta buscó fortalecer las normas de medio ambiente, mejorar el marco regulatorio,

crear una agencia independiente responsable de la confiabilidad del sistema eléctrico, y dejar de lado las prácticas de ofertas confidenciales, que se oponían a la competencia (Adams, 2000).

No obstante, la reforma de 1998 tuvo errores de diseño y también de implementación, los cuales se vieron reflejados en problemas que afectaron a los consumidores, a los contribuyentes y al medio ambiente. Un ejemplo de esto es que los consumidores en Ontario pagaban precios más altos por la electricidad (Adams, 2000). La reforma también trajo un problema de falta de incentivos para la inversión. Este problema es en realidad un efecto de muchas carencias del acta, desde la incertidumbre de una fecha clara de apertura del mercado, pasando por la falta de proyectos de inversión promovidos desde el gobierno, hasta la politización de las tarifas de transmisión.

En este trabajo de investigación se aplica un mecanismo al caso de la red de transmisión de Ontario —el mecanismo propuesto por Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010) (HRV)—, diseñado para promover la inversión en redes de transmisión eléctrica mediante la regulación de precios de una tarifa en dos partes para una compañía de transmisión (Transco). La expansión se logra a través de un rebalanceo intertemporal de las partes fija y variable de la tarifa. Este modelo es una adaptación del mecanismo Vogelsang-Finsinger (1979), el cual garantiza que, en cada periodo, el ingreso de la firma (para cantidades del periodo anterior y precios del periodo actual) sería menor que sus costos pasados para el caso de una compañía de transmisión. La restricción regulatoria de precio máximo incluye los ingresos de vender derechos financieros de transmisión, así como un pago fijo. Es el rebalanceo adecuado de los dos ingresos de la tarifa lo que provee los incentivos para la inversión para expandir la red.

El documento se organiza de la siguiente manera: la sección I hace una revisión de la literatura relevante relacionada con la fijación de precios e incentivos de expansión de la red eléctrica; en particular se explican brevemente los enfoques regulatorio y de mercado como origen del modelo HRV. La sección II está dedicada a las características del mercado eléctrico en la provincia de Ontario. Se incluyen el aspecto institucional, la determinación de precios y el mecanismo de expansión de redes vigente. En la sección III se describe el modelo HRV y se analiza el problema en dos niveles, tanto para la empresa Transco (nivel alto) como para el operador del sistema (nivel bajo). En la parte IV se explican y analizan los resultados de la simulación del modelo y se comparan con la situación del *statu quo*. Finalmente, se anotan las conclusiones del trabajo.

I. Revisión de la literatura: fijación de precios e incentivos para la expansión de la red eléctrica

La fijación de precios en el sistema de transmisión eléctrica es una tarea compleja debido a las características particulares de tal sistema.¹ Bjørndal (2000) indica que existen hasta tres costos en transmisión eléctrica que deben tomarse en cuenta para la fijación de precios: costos de congestión, pérdidas y servicios complementarios. Asimismo, en la literatura del sector eléctrico se distinguen cuatro metodologías de fijación de precios: fijación de precios nodal, zonal, uniforme y la metodología de Chao-Peck (1996). Hogan (1992) menciona que la fijación de precios nodales busca maximizar el bienestar social tomando en cuenta las restricciones de capacidad y pérdidas, y la lleva a cabo un operador del sistema centralizado. En este caso, el precio de la electricidad (P_i) se iguala con el costo marginal de provisión eléctrica (Cmg_i) en cada nodo (i):

$$P_i = Cmg_i$$

De forma alternativa, se puede aplicar una fijación de precios zonales en donde los nodos se agrupan por zonas, y se utilizan modelos simplificados para calcular la diferencia de precios entre estas zonas. En este caso, existen señales de precio para la ubicación de generadores y de la demanda (carga). De acuerdo con Hogan (1999b), los precios nodales están basados en los principios de eficiencia del despacho económico y tienen la ventaja de ser políticamente aceptables y autoverificables. Por su parte, los precios zonales implican una desviación del despacho óptimo y la confiabilidad por la agregación de nodos y líneas de transmisión.

Otra metodología de fijación de precios en transmisión es la aplicación de un precio uniforme. Green (1998) demuestra que esta metodología reduce el bienestar social aun si se asume que las restricciones de transmisión se manejan a través de un despacho eficiente. Chao y Peck (1996) proponen una metodología que introduce la fijación de precios por congestión. De acuerdo con Stoft (1998), esta fijación de precios considera el uso de recursos escasos de la transmisión, a la inversa de la fijación de precios nodales, que considera el uso de la energía.

¹De acuerdo con Wilson (2002), las características del sistema de transmisión son que la energía eléctrica es difícilmente almacenable, que el sistema requiere un equilibrio de oferta y demanda en tiempo real, así como la existencia de restricciones físicas asociadas a las redes malladas, entre otras.

Respecto a la literatura de incentivos para la expansión de redes, existen dos enfoques importantes en la literatura de transmisión eléctrica: el regulatorio y el de mercado. El primero se basa en mecanismos regulatorios para una Transco. La firma encargada de la transmisión eléctrica está sujeta a una regulación por comparación (*benchmark*) o por regulación de precios que provean incentivos de inversiones de largo plazo, mientras se evita la congestión. Una alternativa diferente dentro de los modelos regulatorios es el de tarifa en dos partes, desarrollado por Vogelsang (2001), donde se consideran métodos sobre la regulación de estructura de precios para la transmisión eléctrica. El punto central es el uso de incentivos para invertir en la expansión de la red, derivado del rebalanceo de la parte fija y variable de una tarifa en dos partes. En este modelo, Vogelsang encuentra tres resultados básicos: el primero de ellos es que en periodos de exceso de capacidad y si se asume demanda estacionaria, el cargo fijo debe aumentar para cubrir costos fijos, y el cargo variable debe disminuir. El segundo resultado es que en periodos de congestión de redes el cargo variable es el que aumenta por el uso masivo de las líneas, y el cargo fijo disminuye. En consecuencia, es el rebalanceo adecuado de los dos ingresos de la tarifa lo que provee los incentivos adecuados para la inversión en expansión de redes.

Rosellón (2007) menciona que una de las principales debilidades del enfoque regulatorio original basado en un precio máximo sobre tarifa de dos partes (como en Vogelsang, 2001) es la dificultad de extender el análisis a una red mallada, o de múltiples nodos y líneas. Las redes de transmisión en el mundo real no son en general del tipo radial, sino que presentan topologías de tipo mallado (o “telarañas”). Así, la aplicación de tarifas en dos partes como un mecanismo de rebalanceo para redes multinodales implica un ajuste en términos de redefinición del producto de la transmisión, reconociendo la imposibilidad de seguir el rastro a los electrones por toda la línea de transmisión, y más bien redefiniendo dicho producto como una transacción de punto a punto.² El supuesto fuerte de la existencia de una demanda estacionaria en Vogelsang (2001) es otra crítica a su modelo. En el mundo real las demandas son muy volátiles, cambian cada hora, cada minuto, cada instante; los picos de demanda fluctúan de acuerdo con horarios, estaciones y eventos repentinos. Por esa razón, hacer un rebalanceo tarifario bajo la consideración de demandas constantes en el tiempo hace que los resultados sean poco realistas. Por último, la modelación de

² Esto es, en las transacciones punto a punto se inyecta una cantidad de energía en un nodo y se retira la misma cantidad de energía de otro nodo.

las funciones de costo cuando consideramos redes malladas también es complicada. Ya habíamos mencionado que una forma de remediar esto es asumir que la firma observa su función de costos de largo plazo.

Un segundo enfoque para expandir redes (mecanismo de mercado) trata de solucionar los problemas de congestión mediante derechos financieros de transmisión (FTR, por sus siglas en inglés). Los precios nodales estocásticos crean incertidumbre en los cargos de congestión y producen una demanda adversa al riesgo para los participantes del mercado adversos al riesgo. Un instrumento para tratar de solucionar este problema son los FTR, que distribuyen las rentas de congestión que el operador del sistema colecta (Hogan, 1992).

La electricidad fluye de acuerdo con las leyes físicas de Kirchhoff,³ y es imposible seguir el rastro físico de los electrones por un cable de transmisión en redes malladas; en este sentido, es difícil también establecer el uso preciso de la capacidad de transmisión por un agente económico determinado. Por lo tanto, es necesario redefinir el producto de la transmisión en términos de transacciones telarañas “punto a punto” con flujos implícitos; es decir que en lugar de basarse en los derechos físicos, se enfoquen en los FTR. Sobre este último punto Joskow y Tirole (2000) han demostrado la superioridad analítica del enfoque de FTRs.

Sin embargo, los principales críticos del modelo FTR son precisamente Joskow y Tirole (2002 y 2003), quienes cuestionan la eficacia del modelo y su habilidad para crear incentivos de inversión en transmisión. Estos autores mencionan que muchos de los mercados eléctricos son volátiles y, por lo tanto, ninguna reestructuración de los mismos ha incluido enfoques puros de mercado. Por ejemplo, el operador del sistema de los mercados PJM y New York utilizan FTR de largo plazo, Australia pone en práctica una combinación de regulación e inversión de transmisión en mercados, y Argentina también usa un enfoque híbrido bajo un esquema de precios nodales. El argumento crítico está en los supuestos del modelo de los FTR, los cuales, de acuerdo con Joskow y Tirole, se basan en una estructura de competencia perfecta que permite eficiencia. Estos supuestos son:

- i.* No existen rendimientos crecientes a escala.
- ii.* No existen costos hundidos.

³ En términos generales, las leyes de Kirchhoff establecen que los flujos de electricidad siguen la ruta de transmisión de resistencia mínima.

- iii. Los precios nodales reflejan perfectamente la disponibilidad de pago de los consumidores.
- iv. Las externalidades de red han sido internalizadas en los precios nodales.
- v. No existe incertidumbre en las rentas de congestión.
- vi. No existe poder de mercado, por lo que los mercados siempre se limpian mediante precios.
- vii. Hay mercados futuros completos.
- viii. El operador del sistema no tiene preferencias intertemporales en relación con la capacidad de transmisión efectiva.

El punto central del argumento de Joskow y Tirole es que si alguno de los supuestos arriba mencionados no se cumple, entonces el modelo de FTR no logra crear incentivos adecuados para prevenir la congestión en la red de transmisión. Kristiansen y Rosellón (2006), en respuesta a estas críticas, argumentan que el uso del modelo de FTR está diseñado para promover la expansión *marginal* de líneas de transmisión en pequeña escala, en el corto plazo y para redes malladas, bajo el supuesto de no existencia de poder de mercado. A partir de los dos enfoques (regulatorio y de mercado) se construye un modelo híbrido (HRV) que incentiva la inversión en redes mediante la utilización de una tarifa en dos partes, así como de subastas de FTR. Este modelo se describe con mayor detalle en la sección III del presente documento.

II. El mercado eléctrico en Ontario

II.1. Estructura institucional

Ontario es la provincia más poblada de Canadá; aproximadamente 12 millones de personas viven en ella, dentro de un área de 1 076 395 km². Las principales fuentes de energía que existen en esta provincia son la nuclear, la hidráulica y la termal. La distribución porcentual aproximada de las fuentes de energía que existen en Ontario se muestra en el cuadro 1.

El precio promedio de la electricidad por hora fue de \$24.28/MWh para el verano del año 2009. Este precio es 49.7 por ciento menor que el del verano anterior. La demanda total para Ontario en el verano del año 2009 ascendió a 67.2TWh, y la producción anual fue de aproximadamente 146 TW/h. Asimismo, las exportaciones e importaciones netas fueron de 5.0TWh y 3.4TWh, respectivamente. La propiedad de la transmisión eléctrica se encuentra en manos públicas en casi su totalidad. Además, el sistema de Ontario actualmente no se encuentra integrado de manera

Cuadro 1. Tipos de plantas eléctricas en Ontario (porcentaje)

<i>Plantas eléctricas</i>	<i>Porcentaje</i>
Nuclear	45
Hidráulica	20
Carbón	20
Gas natural	10
Diesel	4
Otros	1

Fuente: Elaboración propia con información de Ontario Energy Board (OEB).

vertical. Existe un único generador público y, en menor proporción, pequeños generadores privados, un transmisor que concentra 97 por ciento de las líneas, 300 municipios distribuidores, y también existen múltiples comercializadores que están desintegrados horizontalmente.

En la provincia de Ontario el Ministerio de Energía e Infraestructura⁴ (MEI) se encarga de la construcción de escuelas, tránsito público, hospitales y facilidades de generación y líneas de transmisión de energía. Una de sus mayores prioridades es asegurar que las necesidades de energía en Ontario se provean de una manera sustentable.

Los principales agentes responsables del sector eléctrico en Ontario son:

- i.* Hydro One (HO)
- ii.* Independent Electricity System Operator (IESO)
- iii.* Infrastructure Ontario (IO)
- iv.* Ontario Energy Board (OEB)
- v.* Ontario Power Authority (OPA)
- vi.* Ontario Power Generation (OPG)

HO es una compañía que opera la mayor parte de las líneas de transmisión en la provincia de Ontario. También sirve como una compañía de distribución local de electricidad en algunas áreas de la provincia. IESO es el operador del sistema responsable de la confiabilidad del sistema eléctrico de Ontario, y pronostica la demanda y la oferta de electricidad. También ope-

⁴ Ministry of Energy (MEI) (2011).

ra el mercado eléctrico al por mayor y soluciona la falla de competencia a través de mercados emergentes. IO es una corporación del gobierno de Ontario dedicada a la renovación de infraestructura en esa provincia. OEB es el regulador provincial que tiene como función establecer y hacer cumplir las “reglas del juego” relacionadas con los costos de suministro, modalidades de transmisión, condiciones de seguridad, confiabilidad, etc., de las compañías de transmisión. OPA es responsable de la confiabilidad y sustentabilidad de la oferta eléctrica en Ontario. Esta tarea permite la coordinación de un sistema eléctrico de largo plazo, y planear y asegurar la inversión de recursos de acuerdo con las necesidades de oferta eléctrica. Por último, OPG es una compañía de generación eléctrica en Ontario. Cuenta con estaciones hidroeléctricas, nucleares y fósiles que generan 70 por ciento de electricidad en la citada provincia.

En Ontario existen seis compañías de transmisión eléctrica; Hydro One es la más importante por su participación en el mercado (97%). Esta es una compañía que nace de la separación del antiguo monopolio Ontario Hydro, y se trata de la más grande transmisora de energía eléctrica en términos de kilómetros de líneas, consumidores e ingresos. Cuenta con aproximadamente 29 000 kilómetros de líneas que atraviesan la provincia y cubren unos 640 000 km². Suministra energía a 113 grandes consumidores y a 93 compañías de distribución eléctrica local. A lo largo de sus líneas de transmisión existen 274 estaciones, y se interconectan con otras regiones como Manitoba, Minnesota, Michigan, Nueva York y Quebec. Las otras cinco compañías de transmisión son: Great Lakes Power, Canadian Niagara Power, Five Nations Energy, Cat Lake Power Utility y Niagara West Transformation Corporation.

De acuerdo con información del IESO, Ontario se divide en diez zonas eléctricas: Northwest (26 nodos), Northeast (42 nodos), ESSA (dos nodos), East (13 nodos), Bruce (dos nodos), Ottawa (dos nodos), Toronto (10 nodos), Niagara (cuatro nodos), Southwest (nueve nodos) y West (ocho nodos). Estas zonas se definen por sus características eléctricas y sus relaciones de transmisión de flujo de energía; como se detalla más adelante en este documento, en estas zonas se agrupan nodos que son objeto de congestiones.

II.2. Determinación de precios

En la actualidad el precio de la electricidad en Ontario se establece y se regula por mandato de las autoridades de la provincia, incluyendo: IESO, OPA, OEB, y Ontario Ministry of Energy and Infrastructure (OMEI). Como lo

explica Vegh (2010), estas agencias fijan el precio de la electricidad y, aunque la oferta y la demanda desempeñan un papel importante en esta determinación, en realidad la influencia del mercado es muy pequeña. Son las agencias las que determinan el precio. El precio de la electricidad se subsidia⁵ mediante la regulación para promover el consumo (y no, por ejemplo, para la conservación del medio ambiente), y eliminando las señales de precio volátil.

El precio de la electricidad en Ontario tiene varios componentes. El primero es el precio de mercado al por mayor pagado por la electricidad, el cual es el precio que limpia el mercado cada hora (al menos inicialmente) y que se paga a los generadores de electricidad. Este precio también se denomina costo marginal de electricidad (hourly Ontario electricity price, HOEP). Sin embargo, hay coberturas y otras acciones por parte del gobierno que mitigan el impacto del HOEP. Estas acciones afectan las señales de precios que se envían tanto a oferentes como a consumidores. A los primeros se les envían señales acerca del valor relativo de inversiones en generación de electricidad, y a los segundos se les envía una señal sobre alternativas de consumo eléctrico.

En el mercado eléctrico de Ontario existen dos grandes oferentes de electricidad: OPG, a cargo del gobierno, y los generadores del sector privado. Ninguno de estos actores confía realmente en el precio de la electricidad como una señal para inversiones. OPG recibe un pago regulado por la energía nuclear e hidráulica producida. Tanto el sector privado como OPG negocian con la autoridad (OPA) la inversión en instalaciones para nueva generación por medio de contratos. Aproximadamente la mitad de la capacidad de generación de OPG consiste en capital hidráulico y nuclear, y recibe un precio fijo anual por kilowatt/hora que, por definición, no tiene relación con el HOEP.⁶ El motivo principal para fijar este precio es asegurar que no sea el de mercado. Es decir, la mitad del precio fijado para el capital de OPG se determina mediante un análisis que no tiene relación con el precio de mercado.

Hasta abril de 2009, 35 por ciento del capital de OPG estuvo sujeto a un ingreso fijado por el gobierno. Si OPG recibía un precio promedio de energía del mercado al por mayor que significara ingresos mayores que el ingreso tope, entonces el exceso se restituía al consumidor. Como ejemplo podemos citar algunas cifras oficiales: en el año 2007 el precio límite de OPG fue 4.7 centavos/kWh; en mayo de 2008 el precio ascendió a 4.8 centavos/kWh.

⁵ Ontario Energy Board (OEB) (2010a).

⁶ El HOEP es afectado por la regulación del gobierno a través de la agencia reguladora.

Del 1 de noviembre de 2006 al 31 de octubre de 2007 se devolvieron aproximadamente \$211 millones a los consumidores. El componente del precio regulado y el ingreso tope representó 85 por ciento de la energía que OPG ofrecía, mientras que sólo 15 por ciento de la energía de OPG se fija por HOEP. Por lo tanto, los consumidores pagan en gran parte el precio regulado por el consumo de la energía ofrecida por OPG (Vegh, 2010).

Por otro lado, desde el año 2005 todas las inversiones privadas en Ontario recibieron dinero público como garantía. Este dinero proviene de OPA, que tiene la obligación de comprar energía de acuerdo con el Integrated Power System Plan (IPSP) (OEB, 2011a). Para julio de 2009, OPA manejaba 10 579 MW de capacidad de generación (la tercera parte de la capacidad de generación en Ontario). OPA pagaba la energía a los generadores a través de contratos de energía de largo plazo, y recuperaba sus costos bajo estos contratos de los consumidores mediante un mecanismo llamado *global adjustment mechanism* (GAM).

El cálculo del GAM es complejo y refleja, en gran parte, los costos de los pagos por capacidad que los generadores requieren para invertir en Ontario, los cuales no se reflejan en el precio de mercado. Por lo tanto, el GAM se comporta en la dirección opuesta del HOEP. Así, cuando el HOEP es relativamente alto, el GAM es relativamente bajo, y viceversa.

El tratamiento regulatorio de la oferta tiene impactos directos en las señales de precios que se envían a los consumidores, quienes pagan un precio mixto que refleja el HOEP ajustado por la regulación, el precio tope pagado a OPG y el pago contractual que hace OPA a los generadores del sector privado. Este precio mixto reproduce una señal confusa, donde el papel del HOEP queda disminuido o perdido. Por ejemplo, en 2006 el operador del sistema determinó que el efecto de este precio mixto es una protección regulatoria de 81 por ciento al consumidor. Es decir, por \$1/MWh de incremento en el HOEP los consumidores reciben una reducción del cargo (o un crédito) a través del GAM de \$0.81/MWh, o sea que sólo se traslada un incremento de \$0.19 por MWh al gasto del consumidor. El HOEP va a continuar decreciendo a lo largo del tiempo, de acuerdo con lo planeado por la OPA, para incentivar nueva oferta. Así, en septiembre de 2009 los consumidores pagaron un HOEP de 3.15 centavos/kWh más un adicional de 2.63 centavos/kWh por GAM.

Por su parte, la OEB también tiene un papel importante al determinar un precio al capital de OPG. Para tal efecto, la OEB desarrolla una fórmula para fijar precios a pequeños consumidores, mediante un pronóstico de precios y un mecanismo suavizador trimestral.

II.3. Mecanismo de expansión de redes

El mecanismo que se utiliza para la expansión de redes de transmisión en Ontario es de planificación tradicional. A partir de un plan de desarrollo de transmisión (Transmission Project Development Planning, TPDP) (OEB, 2010b), el transmisor identifica y diseña la construcción de redes, establece los criterios de eficiencia y confiabilidad, los costos y el financiamiento para que las autoridades evalúen la propuesta. En lo que respecta a los costos, se utiliza un modelo de fijación de tasa de retorno del capital (incentivo de bajo poder⁷), por el cual se fija una tasa que le asegure al inversionista el retorno de su capital. El propio regulador (OEB) ha reconocido que el diseño del mercado eléctrico en Ontario incluye mecanismos que proveen estímulos inadecuados para la inversión en redes de transmisión (OEB, 2006).

Asimismo, los planes de expansión de red en Ontario (y otras provincias de Canadá, como British Columbia, Alberta y Quebec) incluyen necesariamente la presentación de un plan de generación de energía. Esto es, los proyectos de generación y transmisión están vinculados entre sí. No se pueden construir líneas de transmisión si antes no se demuestran los recursos de generación que pueden utilizarse en el futuro.⁸

III. Modelo híbrido de Hogan, Rosellón y Vogelsang (HRV)

El modelo HRV combina el enfoque de mercado con el regulatorio en un ambiente donde los oferentes (generadores) y demandantes (usuarios del servicio eléctrico) no tienen incidencia en la determinación de los precios de mercado. Es importante mencionar que para combinar estos dos enfoques se hace una redefinición⁹ del producto de la transmisión eléctrica en

⁷ En la literatura se conoce como incentivos de bajo poder a los mecanismos que no incentivan la eficiencia productiva (o minimización de costos) por parte de la empresa regulada. Así, con una tasa de retorno del capital asegurada, la empresa no tiene incentivos para reducir sus costos, ya que haga lo que haga la tasa fijada le permite recuperar sus costos en forma íntegra (Rosellón, 2000).

⁸ El modelo aplicado es del tipo BEERON (Build Everything Everywhere Regardless of Need).

⁹ Redefinición del producto de la transmisión en términos de LTFTTR se refiere específicamente a pasar de una definición de tal producto basada en el “rastreo físico” de la electricidad que fluye a través de una red mallada, a una nueva definición basada en transacciones “punto a punto”.

términos de los *long term financial transmission rights* (LTFTR), que se definen entre nodos.

Un LTFTR (de largo plazo), q_{ij} , representa el derecho a recoger o la obligación de pagar el equivalente de los ingresos netos por inyectar energía eléctrica en la cantidad q al nodo i , y recibir la misma cantidad en el nodo j . El LTFTR no especifica el camino tomado entre i, j . Por definición, un LTFTR otorga a su propietario el derecho de compartir las rentas de congestión que el operador del sistema recibe en periodos de congestión en transmisión. Una de las ventajas de este modelo es que equivale a tener agentes responsables por las externalidades. Es decir, que los agentes que las causan puedan pagar por ellas de tal forma que cuando los LTFTR coincidan exactamente con el despacho *ex ante*, el bienestar no se reduzca por la incertidumbre de los agentes (Bushnell y Stoft, 1997). Con este mecanismo de mercado los agentes pueden invertir en nueva capacidad de transmisión y financiar dicha inversión con la venta de LTFTRS. Así, un LTFTR se concibe como una obligación financiera del producto de la transmisión “punto a punto”, lo cual constituye una mejora de este modelo respecto a los anteriores.

Dada esta redefinición “punto a punto” del producto de la transmisión eléctrica, se aplica el mecanismo de precios tope mediante una tarifa en dos partes heredada del enfoque regulatorio (Vogelsang, 2001). El modelo no considera supuestos previos sobre el comportamiento de la función de costos y demanda de transmisión. Asimismo, la topología de la red (todos los nodos y enlaces) está dada, y se esperan cambios en la capacidad de las líneas de transmisión eléctrica.

El modelo se desarrolla en dos niveles: alto y bajo. En el nivel alto existe una empresa dueña de la red llamada Transco, que maximiza sus beneficios en forma intertemporal sujeto a su tarifa en dos partes. La parte fija de la tarifa paga el cargo que recupera costos fijos, mientras la parte variable paga un cargo por los FTRS basado en precios nodales. En el nivel bajo del modelo un operador independiente del sistema (ISO) maximiza el bienestar social, dadas las restricciones de generación, capacidad y balance de energía.

En el modelo HRV se tiene una sucesión de subastas en cada periodo t , donde los participantes compran y venden LTFTR (mecanismo heredado del enfoque de mercado).

Luego de redefinir el producto de una Transco en términos de FTR, la secuencia de acciones que se llevan a cabo queda de la siguiente manera (Rosellón y Weigt, 2007):

- i. Dada la existencia de una red con información de precios históricos, el regulador plantea la restricción de precios en una tarifa en dos partes.
- ii. Con base en la disponibilidad de información de mercado (demanda, generación, topología de la red, etc.), la Transco identifica las líneas para expansión.
- iii. La Transco subasta los FTR “punto a punto”, con base en la capacidad de la red disponible.
- iv. El ISO maneja el despacho actual de acuerdo con el precio marginal (orden de mérito), colecta el pago de cargas y paga al generador. La diferencia de estos dos valores representa las rentas de congestión del sistema, que es redistribuido a los poseedores de los FTR.
- v. Los cargos fijos se calculan a partir de la restricción reguladora de precio tope, la cual se basa en cargos por congestión, y los pagan los centros de consumo. En este caso la Transco no fija los precios, sino sólo hace disponible la capacidad.

III.1. Problema del nivel alto

En el nivel alto la Transco busca maximizar sus beneficios, dada la restricción de precio tope. La función objetivo de la Transco es igual a la sumatoria de los ingresos por subasta de FTR (pagos variables) más los ingresos por transmisión (pago fijo) menos los costos por expandir la red.

$$\max_{k, F} \pi = \sum_t \left[\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^t(k) + F^t N^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t) \right]$$

función objetivo Transco (1)

Sujeto a la restricción presupuestaria de precio tope:

$$\frac{\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^w(k) + F^t N^t}{\sum_{ij} \tau_{ij}^{t-1}(k) q_{ij}^w(k) + F^{t-1} N^t} \leq 1 + RPI + X$$

restricción regulatoria (2)

donde:

$\tau_{ij}^t(k)$: precio de subasta por FTR entre el nodo i y j .

$q_{ij}^t(k)$: FTR entre el nodo i y j .

F^t : pago fijo a determinar en el modelo.

N^t : número de consumidores.

$c(k_{ij}^t)$: costo de capacidad de transmisión entre el nodo i y j .

w : ponderador (cuando $w = q^{t-1}$, se trata del ponderador de Laspeyres).

En el lado izquierdo de (2) tenemos un cociente ponderado a través de la regla Laspeyres (si $w = q^{t-1}$), cuyo numerador representa la sumatoria de ingresos variables y fijos del periodo actual, y en el denominador tenemos la misma sumatoria de ingresos variables y fijos, pero considerando precios del periodo anterior. Esta relación de ingresos no puede ser mayor que la unidad más la inflación (RPI) y un factor de eficiencia establecido (X). Al resolver este problema de optimización se obtiene la condición de primer orden:

$$(\nabla q_{ij}^t + \nabla q_{ij}^w)\tau_{ij}^t(k) - \nabla c^* = (q_{ij}^w + q_{ij}^t(k))\nabla \tau_{ij}^t$$

condición de primer orden (3)

Abstraemos por simplicidad el problema de la distribución de los FTR entre los participantes del mercado (demandantes de carga y generadores). Por tal motivo, se reescribe el modelo de la siguiente manera:

$$\max_{k, F} \pi = \sum_t^T \left[\sum_i (p_i^t d_i^t - p_i^t g_i^t + F^t N^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t)) \right]$$

(1') función objetivo ajustada

donde:

p_i^t : precio en tiempo t , nodo i .

d_i^t : demanda en tiempo t , nodo i .

g_i^t : generación en tiempo t , nodo i .

Como veremos mas adelante, tener expresada la función objetivo de la Transco en esta forma es conveniente para la conexión con el nivel bajo del modelo en un algoritmo computacional. A su vez, reescribimos la restricción regulatoria de precio tope en términos similares, al remplazar los ingresos de FTR por los ingresos de rentas de congestión:

$$\frac{\sum_{ij} (p_i^t d_i^w - p_i^t g_i^w) + F^t N^t}{\sum_{ij} (p_i^{t-1} d_i^w - p_i^{t-1} g_i^w) + F^{t-1} N^t} \leq 1 + RPI + X$$

(2') restricción regulatoria ajustada

De este nivel (alto) notamos que una expansión de la red conduce a una reducción en las rentas de congestión del sistema y, por lo tanto, podría reducir los beneficios de la Transco. Sin embargo, dado este mecanismo de regulación en dos partes, la Transco compensa la disminución de ingresos por subastas (el pago variable) al aumentar el pago fijo hasta que el rebalanceo de ambas partes reduce la congestión; esto hasta el punto en el que el costo marginal de capacidad para nueva transmisión converge en el costo de la congestión esperada.

III.2. Problema de nivel bajo

En el nivel bajo hay un ISO que busca maximizar el bienestar social dadas las restricciones de generación, capacidad y balance de energía. Además, suponemos que el ISO maneja las ventas del mercado en un contexto de competencia perfecta, donde la demanda es lineal y el costo marginal de generación, constante:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \left(\int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right) - \sum_{i,t} mc_i g_i^t$$

función objetivo del ISO (4)

Sujeto a tres restricciones:

$$g_i^t \leq g_i^{t,\max} \quad \forall i, t \quad \text{restricción de generación al nodo } i \text{ (5)}$$

$$|pf_{ij}^t| \leq k_{ij}^t \quad \forall ij \quad \text{restricción de flujo de línea entre } i, j \text{ (6)}$$

$$g_i^t + q_i^t = d_i^t \quad \forall i, t \quad \text{restricción de balance de energía al nodo } i \text{ (7)}$$

Donde:

mc_i : costo marginal de generación.

pf_{ij}^t : flujo de energía del nodo i al j .

k_{ij}^t : capacidad de línea entre nodos i y j .

$p(d_i^t)$: demanda inversa.

Los flujos de energía son bidireccionales; es decir, cumplen que el flujo del nodo i al j sea igual al negativo del flujo j al i : $pf_{ij}^t = -pf_{ji}^t$. De allí, la inyec-

ción neta a la red puede derivarse como la suma neta de ingresos y salidas de flujo de energía a un determinado nodo: $q_i = \sum_j pf_{ij}$.

III.3. Dinámica entre el nivel alto y el bajo

Los niveles alto y bajo del modelo se relacionan entre sí, pues simultáneamente se encuentran las variables relevantes. En el nivel alto se encuentra la capacidad (k) y el cargo fijo (F), mientras que en el nivel bajo se encuentran las variables demanda (d) y generación (g) e, implícitamente, también se obtiene el precio óptimo (p). Previo a esta fase, el modelo (a través del ISO) define la solución de menor costo para la configuración de la red y también para obtener los insumos de la restricción reguladora.

En el nivel alto se maximiza la función objetivo de la Transco. Dentro de los ingresos variables se toman en cuenta los datos de demanda y generación por cada nodo para el tiempo t , multiplicados cada uno por los precios que limpian el mercado (precios nodales), y también se considera un pago fijo F (que se determinará en la optimización) multiplicado por el número de consumidores del sistema. Asimismo, se incluyen los datos de costos de capacidad para completar la función de beneficio.

Al mismo tiempo, el ISO maximiza el bienestar social, pues considera los precios y la demanda del periodo t menos los costos marginales de generación, sujeto a la capacidad del periodo actual, la restricción de generación y el balance de energía. Al realizarse simultáneamente estas dos optimizaciones, los precios nodales varían de acuerdo con la restricción regulatoria. En el largo plazo estos precios convergen en un óptimo estable (de Ramsey —Train, 1994—), lo cual reduce la congestión en cada periodo.

IV. Simulación de expansión en la transmisión para la red de Ontario

IV.1. Datos

Los datos utilizados para este estudio se obtuvieron de fuentes de información secundaria de organizaciones públicas, como son el operador del sistema (IESO, 2011) y el regulador en la provincia de Ontario (OEB, 2011b), publicadas en sus respectivas páginas Web. Luego, realizamos una recolección y sistematización de esos datos y creamos nuestra pro-

Cuadro 2. Nodos agregados, zonas eléctricas y nodos individuales

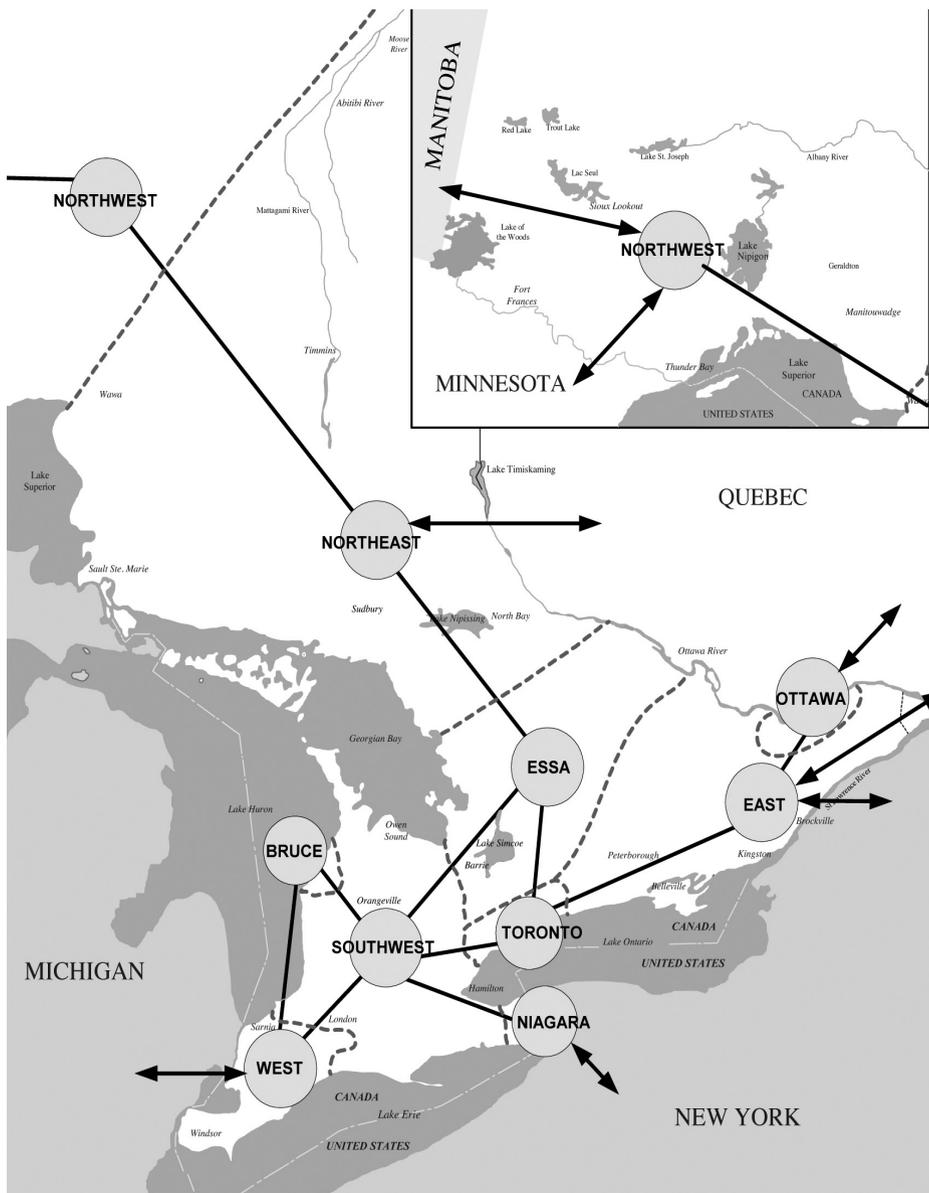
<i>Núm. de nodo agregado</i>	<i>Zona</i>	<i>Núm. de nodos</i>
1	Northwest	26
2	Northeast	42
3	ESSA	2
4	Ottawa	2
5	East	13
6	Toronto	10
7	Bruce	2
8	Southwest	9
9	Niagara	4
10	West	8
	Total de nodos	118

Fuente: Elaboración propia con información de OEB.

pia base de datos, que consiste en zonas eléctricas (cuadro 2), nodos (cuadro 2), nombre de generadores y sus tipos de tecnología, generación máxima en cada nodo, demanda para el año 2009, costos de generación y precios de oportunidad (apéndice 1), y capacidad de 11 líneas de transmisión.

Además, se diseñó una regla o algoritmo para agrupar y depurar los datos. Esta tarea es necesaria para obtener una arquitectura de red simplificada. De acuerdo con el IESO, consideramos diez zonas eléctricas y agrupamos a todos los nodos que se encuentran en ella para formar un nodo principal. De la misma forma, agrupamos líneas de transmisión y asociamos a cada nodo principal todos los generadores de su zona eléctrica. El siguiente paso fue asociar a los nodos principales los datos de tecnología y capacidad de generadores, capacidad de líneas de transmisión, demanda, costos de generación y precios de oportunidad. En esta siste-

Mapa 1. Topología de red simplificada, Ontario



Fuente: OEB.

matización de la información fue necesario tomar en cuenta restricciones de información.¹⁰

IV.2. Topología de la red

La topología de la red simplificada sobre la cual se corrió el modelo se muestra en el mapa 1. Resulta de la agregación de nodos, líneas y demandas en las zonas eléctricas de Ontario para conformar diez grandes nodos o *hubs* (véase el cuadro 2).

IV.3 Condiciones iniciales

En el cuadro 3 se muestran las características iniciales de la red asumidas para la simulación. El número de nodos agregados es diez; consideramos 20 periodos como horizonte de corridas del modelo, aunque la convergencia pudiera darse en un número menor de periodos. La función de costos es lineal, tal como se expresa en el cuadro 3. Asumimos un costo de expan-

Cuadro 3. Características iniciales de la red en Ontario

<i>Valores de simulación</i>	
Nodos	10
Número de periodos	20
Costo	Lineal
Función de costos	$c_{ij}^t = c_0 \cdot (k_{ij}^t - k_{ij}^{t-1})$
C_0 (Costos expansión de línea)	130 \$/MW
Demanda	Lineal
Supuesto de elasticidad	-0.25

Fuente: Elaboración propia.

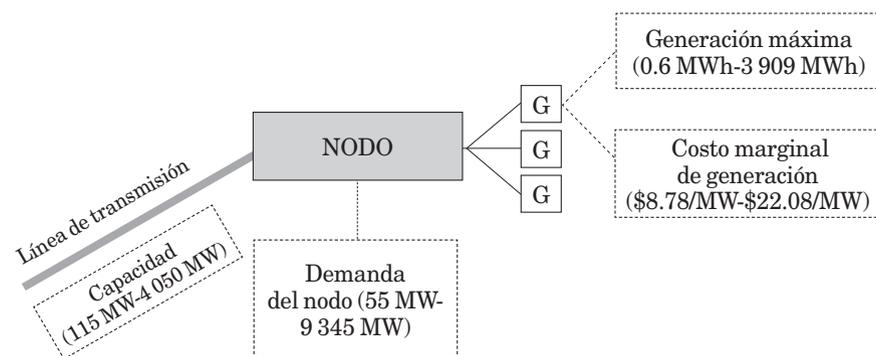
¹⁰ En la literatura se mencionan dos tipos de restricciones en la información: la primera es que no existe la información ni los datos requeridos; la segunda, la información y los datos requeridos con que se cuenta son demasiado agregados.

Cuadro 4. Valores de referencia, Ontario

Total de zonas eléctricas	10
Número de generadores	78
Número de generadores por zona	1 a 20
Generación máxima	0.6 MW/h a 3 909 MW/h
Costo marginal de generación	8.78 \$/MW a 22.08 \$/MW
Demanda total (hora pico)	24 005 MW
Demanda por zona	55 MW a 9 345 MW
Capacidad de la línea	115 MW a 4 050 MW

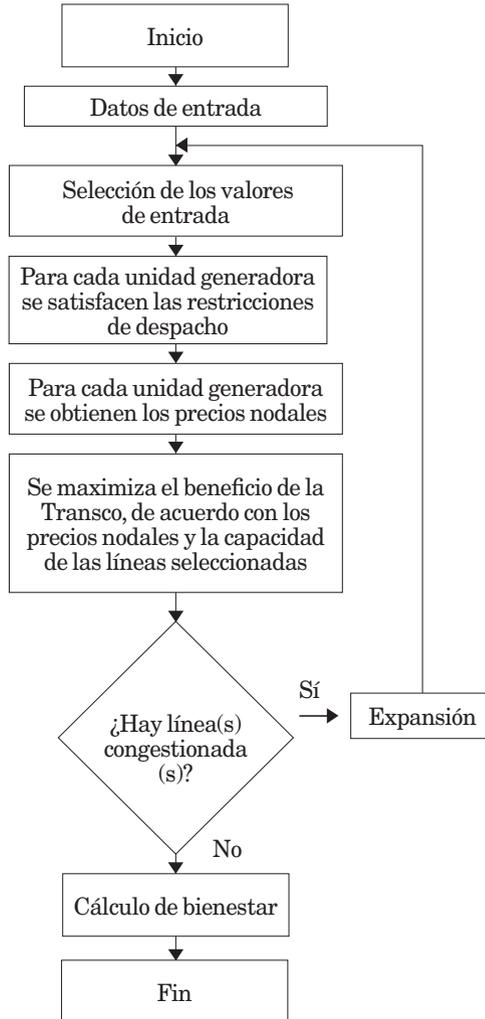
Fuente: Elaboración propia con información de IESO y OEB.

Figura 1. Esquema detallado de variables para simulación



Fuente: Elaboración propia con información de IESO y OEB.

sión que asciende a \$130 por MW. La función de demanda es lineal y suponemos una elasticidad-precio de la demanda de -0.25. Así, los datos de demanda son los valores iniciales de la función de demanda, y la elasticidad nos sirve para construir la función de demanda para los siguientes periodos de simulación. Por otra parte, los valores de referencia para las simu-

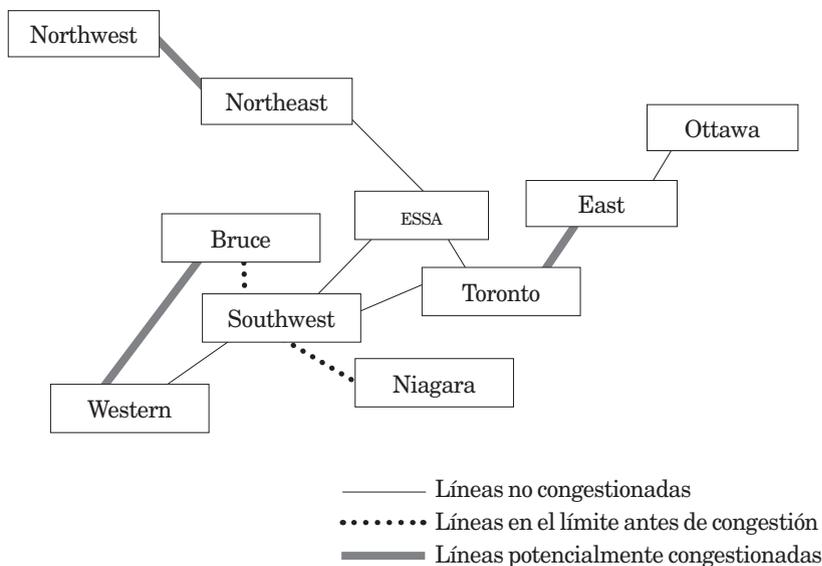
Figura 2. Pasos del simulador operativo

Fuente: Elaboración propia.

laciones del modelo son aquellas variables básicas que caracterizan la red eléctrica de Ontario y que se muestran en el cuadro 4.

Además, en la figura 1 se detalla el esquema de las variables necesarias y sus valores concretos para la simulación. Cada nodo tiene asociados su máxima capacidad de generación, una demanda referente, el costo de

Figura 3. Red simplificada de transmisión eléctrica en Ontario (hora pico)



Fuente: Elaboración propia con resultados del simulador.

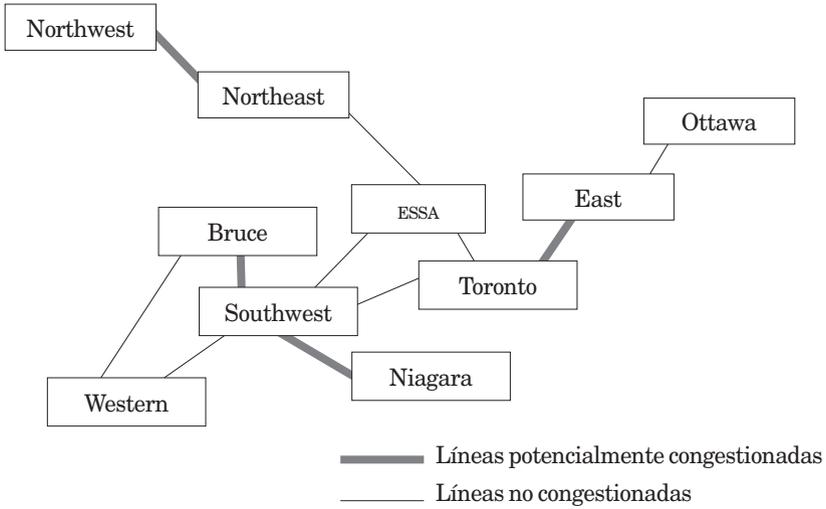
generación por MW, así como la capacidad de la línea de transmisión que lo conecta con otros nodos.

IV.4. Simulador

Para las corridas del modelo se construyó un simulador.¹¹ Los pasos del simulador se abrevian en la figura 2, donde se describe el algoritmo utilizado para resolver el modelo detallado anteriormente. En este algoritmo se resuelven, en primera instancia, las ecuaciones para el ISO (restricciones físicas de la red) y posteriormente para la Transco (restricción de precio máximo). El mecanismo aplicado para la simulación toma los precios nodales iniciales arbitrarios, y promueve su convergencia hacia un precio de equilibrio con una menor renta de congestión y un mayor bien-

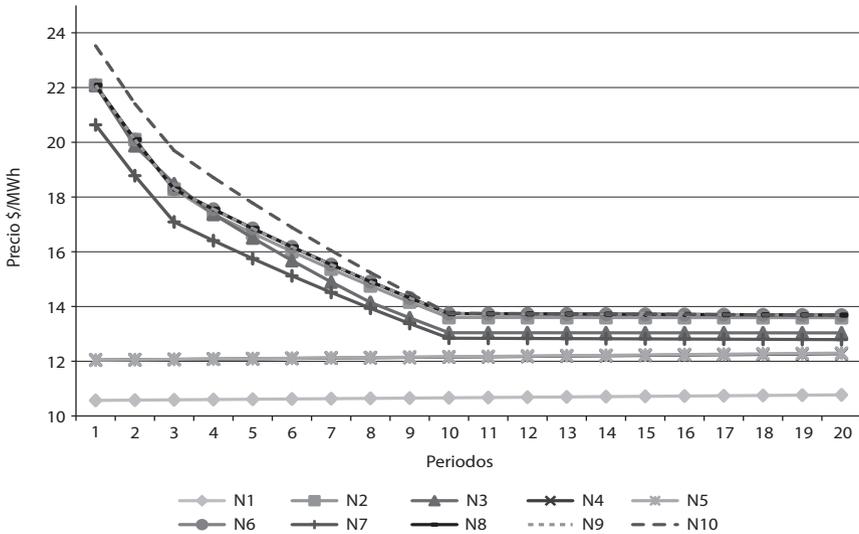
¹¹ El simulador está construido en un entorno Windows XP con base en lenguaje de programación "C". Se ingresan los datos en formato de "blog de notas", y el cálculo del bienestar se almacena en una hoja de Excel (véase la figura 2).

Figura 4. Red simplificada de transmisión eléctrica en Ontario (hora no pico)



Fuente: Elaboración propia con resultados del simulador.

Gráfica 1. Tendencia de precios de la electricidad en Ontario (hora pico)



Fuente: Elaboración propia con información y resultados del simulador.

estar social. El tiempo de convergencia para nuestros datos fue de siete periodos, tanto en las horas de alta como en las de baja demanda eléctrica. El proceso culmina cuando los precios nodales ya no varían a lo largo del tiempo y los cambios en la capacidad de las líneas de transmisión son muy pequeños. Así, el incremento de la capacidad de transmisión permite que fluya energía de bajo costo a las zonas con alta demanda y con generación de energía más cara.

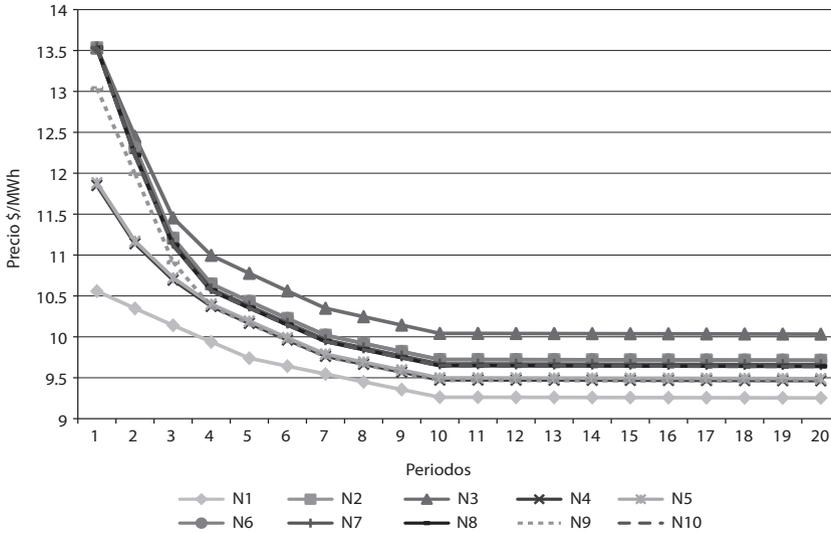
Los problemas de congestión potencial, en un escenario de hora pico, se presentan entre los nodos de Northwest-Northeast, Toronto-East, y Bruce-West. En la figura 3 las líneas continuas más gruesas son las redes congestionadas. Cabe precisar que después de la corrida del modelo, muchas otras líneas alcanzan su máxima capacidad (líneas punteadas en la figura 3). Éstos son los casos de los nodos Bruce-Southwest y Southwest-Niagara. En un escenario de hora no pico también se detectaron líneas con congestión, aunque no tan pronunciada. Los nodos Northwest-Northeast, Toronto-East, Bruce-Southwest, y Southwest-Niagara son los que resultan congestionados (véase la figura 4).

IV.5. Resultados: tendencia de precios

La gráfica 1 muestra la convergencia durante 20 periodos de los precios iniciales hacia un precio óptimo en un escenario de hora pico. En el primer periodo los precios nodales difieren sustancialmente debido a que algunas líneas están sujetas a altos niveles de congestión. Con excepción de los nodos 1 y 5, correspondientes a Northwest y East, respectivamente, todos los demás nodos empiezan con altos precios nodales (casi \$25/MWh). En el primer periodo el precio más bajo corresponde al nodo Northwest (\$10.57/MWh), mientras que el más alto está en West (\$23.53/MWh), y el promedio de precios nodales para el primer periodo es de \$18.92/MWh. Sin embargo, ocurre una rápida convergencia de precios nodales que llega a su óptimo en el periodo 7. El precio promedio después de los primeros siete periodos es de \$12.95/MWh, equivalente a 31.56 por ciento más bajo comparado con el promedio de precios nodales con que se inició la simulación.

En un escenario de hora no pico las tendencias de convergencia son similares; el precio promedio óptimo es de \$9.6/MWh, equivalente a 25 por ciento más bajo comparado con el promedio inicial de precios nodales. (véase la gráfica 2.)

Gráfica 2. Tendencia de precios de la electricidad en Ontario (hora no pico)w



Fuente: Elaboración propia con información y resultados del simulador.

IV.6. Resultados: propiedades de bienestar

Para determinar si los resultados obtenidos de la aplicación del modelo HRV al caso de Ontario implican incrementos deseables en bienestar, los comparamos con los resultados de dos escenarios adicionales. La primera comparación es con la red sin extensión (situación inicial), donde se presentan los resultados de la simulación en el *statu quo*; es decir, sin la aplicación del mecanismo. La segunda comparación se hace con los resultados de un modelo en el cual existe un operador del sistema benevolente¹² (ISO) que maximiza bienestar, administra la capacidad de las líneas y elige las variables relevantes.

En los cuadros 5 y 6 hacemos la comparación para escenarios de demanda pico y no pico, respectivamente. En hora pico el bienestar del con-

¹² Este modelo se construye como un *benchmark* para evaluar numéricamente la convergencia de propiedades de bienestar del mecanismo HRV. El ISO maximiza el bienestar, sujeto a las restricciones (5), (6) y (7) del problema, bajo:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \int_0^{d_i^*} p_i(d_i^t) dd_i^t - \sum_{i,t} mc_i g_i^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t)$$

Cuadro 5. Comparación de resultados entre el *statu quo*, el enfoque regulatorio y la maximización de bienestar (hora pico)

	<i>Red no extendida</i>	<i>Enfoque regulatorio</i>	<i>Maximización del bienestar</i>
Renta del consumidor (MIOUSD/h)	0.738	1.36	1.64
Renta del productor (MIOUSD/h)	0.072	0.103	0.124
Renta de congestión (MIOUSD/h)	0.0173	0.00192	0.00137
Bienestar total (MIOUSD/h)	0.8273	1.46492	1.76537
Capacidad de la red total (GW)	2.21	4.6573	5.2443
Precio promedio (USD/MWh)	18.9231	12.9509	12.82

Fuente: Simulador operativo.

sumidor y del productor aumentan significativamente con la aplicación del enfoque regulatorio; crecen en 84 y 43 por ciento respecto a la situación inicial. Así, el bienestar social asciende 77 por ciento después del tratamiento regulatorio de las redes. Además, se observa que los niveles de bienestar del consumidor, del productor y el social convergen al óptimo de bienestar obtenido en el modelo de ISO benevolente. Otro resultado importante es el aumento significativo de la capacidad total de la red. De acuerdo con los resultados de nuestro modelo, la red tendría que expandirse prácticamente al doble de su situación inicial para disminuir congestión y balancear el sistema, y este efecto se refleja en la disminución de la renta de congestión (88%).

En un escenario de hora no pico los resultados siguen la misma tendencia, aunque con un efecto menor. Por ejemplo, el excedente del consumidor sólo aumenta en casi 9 por ciento. En cambio, el excedente del productor sí registra un aumento considerable, de 66 por ciento, con lo cual se obtiene un incremento de bienestar social positivo. Se observa que los niveles de bienestar obtenidos de la aplicación del modelo HRV en hora no pico también convergen al óptimo de bienestar obtenido en el modelo de maximización de bienestar. Las rentas de congestión en un escenario de demanda baja se reducen en 91 por ciento, producto básicamente de la expansión de la red en un porcentaje similar. (Véase el cuadro 6.)

Cuadro 6. Comparación de resultados entre el *statu quo*, el enfoque regulatorio y la maximización de bienestar (hora no pico)

	<i>Red no extendida</i>	<i>Enfoque regulatorio</i>	<i>Maximización del bienestar</i>
Renta del consumidor (MIOUSD/h)	0.763	0.83	0.92
Renta del productor (MIOUSD/h)	0.0474	0.079	0.093
Renta de congestión (MIOUSD/h)	0.0121	0.00098	0.00092
Bienestar total (MIOUSD/h)	0.8314	0.90998	1.01392
Capacidad de la red total (GW)	2.2132	4.2292	4.4332
Precio promedio (USD/MWh)	12.8527	9.606	9.54

Fuente: Simulador operativo.

Conclusiones

Este artículo presentó la aplicación de un mecanismo combinado (de mercado y regulatorio) para la expansión óptima de las redes de transmisión en la provincia de Ontario, Canadá. El modelo se basa en la maximización de beneficios de una Transco regulada mediante una restricción de precios tope sobre una tarifa en dos partes. Además, se basa en una estructura de mercado competitivo para la venta al por mayor con precios nodales y FTR.

La restricción regulatoria permite el rebalanceo entre el pago fijo y variable, para que la Transco mantenga sus beneficios cuando las rentas de congestión disminuyen debido al incremento en la capacidad de la red. Se utilizan ponderadores de Laspeyres para la tarifa de dos partes. El mercado de venta al por mayor lo maneja un operador independiente que coordina tanto la generación como la transmisión, y maximiza el bienestar social. Los FTR determinan la necesidad de invertir en nueva capacidad de transmisión.

El mecanismo aplicado para la simulación toma los precios nodales arbitrarios y promueve su convergencia hacia un precio de equilibrio con menor renta de congestión y mayor bienestar social. Así, el incremento de la capacidad de transmisión permite que fluya energía de bajo costo a las

zonas con alta demanda y con generación de energía más cara. Por tal razón, el mecanismo se aplica a zonas congestionadas y de demanda creciente, como la provincia de Ontario, en donde no existen mecanismos eficientes que promuevan una adecuada expansión de las líneas de transmisión, y, más aún, donde los mecanismos de determinación de precios de la electricidad tienen poco que ver con elementos de mercado.

Se construyó una topología de red simplificada para la provincia de Ontario, con diez zonas eléctricas interconectadas, diez nodos, 11 líneas y 78 generadores. Se probó el mecanismo en dos escenarios: hora pico y hora no pico de demanda. En la situación inicial se observó una red con problemas críticos de congestión, tanto en la zona norte como en la zona sur.

Los resultados de la simulación de datos muestran que la aplicación del mecanismo HRV promueve inversión para expandir redes de transmisión eléctrica en la provincia de Ontario. Los consumidores pagan menos costos de congestión a medida que se expande la red, por lo que las rentas de congestión van disminuyendo. Los precios son muy variables y elevados en los primeros periodos de la hora pico, debido a los altos costos de generación y a la alta demanda que produce congestión en las líneas, pero después del periodo 7 siguen una tendencia de convergencia de los precios al costo marginal. El bienestar del consumidor, del productor y el social aumentan. La red se expande prácticamente al doble de su situación inicial para disminuir la congestión y balancear el sistema. Este efecto se refleja en la disminución de 88 por ciento en las rentas de congestión (véase el cuadro 5). En un escenario de hora no pico los resultados siguen la misma tendencia, aunque no son tan significativos como en la hora pico (véase el cuadro 6).

Con estos resultados se demuestra, para el caso de Ontario, la compatibilidad de los enfoques de mercado y regulatorio dentro del modelo HRV. La tarifa tope regulatoria se convierte en un fuerte incentivo para eliminar congestión y rebalanceo del sistema de transmisión eléctrico. El mecanismo combinado HRV mejora los resultados respecto al diseño de planeación tradicional para expansión de redes de transmisión.

El mecanismo propuesto en este artículo ayuda entonces a reconciliar la teoría de la economía regulatoria con la ingeniería eléctrica. Adapta y mejora el modelo en Vogelsang (2001) para que se aplique a redes mallas, e integra las restricciones *ingenieriles* en una lógica regulatoria de precio máximo sobre una tarifa en dos partes. Esto provee una solución descentralizada (y que promueve la participación voluntaria de los inversionistas) al problema de la extensión de la red, que converge a un estado

estacionario de bienestar óptimo (de Ramsey). En términos generales, el modelo HRV funciona tanto desde un punto de vista teórico como desde uno empírico. En realidad, el mecanismo puede aplicarse fácilmente en la práctica y a un bajo costo, ya que el regulador requiere solamente de información mínima que proveen los precios nodales del mercado. Por ejemplo, los grandes mercados norteamericanos en Estados Unidos y Canadá poseen ya las tres instituciones necesarias para implementar el modelo HRV: un ISO que coordina el mercado eléctrico, precios nodales y contratos para el manejo de la congestión.

El modelo HRV, entonces, logra importar los resultados principales de la economía de la regulación al manejo de la congestión de redes. Esto, en sí mismo, no es un trabajo trivial. Sin embargo, es preciso reconocer también los problemas potenciales y las limitaciones asociadas. De acuerdo con la literatura reciente de la regulación de mercados eléctricos, en este trabajo hemos hecho abstracción de varios asuntos prácticos relacionados, los cuales serían demasiado extensos para incluirse en un solo estudio. Esto pone la mesa para una agenda muy ambiciosa de investigación futura. Tales temas incluyen la posibilidad de poder de mercado en los mercados de generación y de FTR, la potencial sustitución entre la expansión de la generación y la transmisión, el comportamiento estocástico de la demanda, la incertidumbre en los costos, y las asimetrías de información entre varios agentes de la red de transmisión (como por ejemplo entre el regulador y la Transco, entre la Transco y los consumidores, y entre los distintos propietarios de la red).

Finalmente, el estudio del diseño institucional de los agentes que intervienen en la hechura de la política eléctrica, así como la factibilidad de implementación de este mecanismo en la provincia de Ontario, sería un siguiente paso para la adopción práctica de este modelo dentro de un diseño de política pública.

Referencias bibliográficas

- Adams, T. (2000), "From Promise To Crisis: Lessons for Atlantic Canada From Ontario's Electricity Liberalisation", Atlantic Institute for AIMS, noviembre.
- Bjørndal, M. (2000), "Topics on Electricity Transmission Pricing", tesis doctoral, Norwegian School of Economics and Business Administration, febrero.
- Bushnell, J. (1999), "Transmission Rights and Market Power", *The Electricity Journal*, 12 (8), pp. 77-85.

- Bushnell, J. y S. Stoft (1996), "Electric Grid Investment under a Contract Network Regime", *Journal of Regulatory Economic*, 10 (1), pp. 61-79.
- _____ (1997), "Improving Private Incentives for Electric Grid Investment", *Resource and Energy Economics*, 19 (1-2), pp. 85-108.
- Chao, H. y S. Peck (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economic*, 10 (1), pp. 25-29.
- Creti, A. y N. Fabra (2004), "Capacity Markets for Electricity", Working Paper 124, Berkeley, Center for the Study of Energy Markets.
- Green, R. (1998), "Electricity Transmission Pricing: How Much Does It Cost to Get It Wrong?", Working Paper Series 58, University of California, Energy Institute.
- Hogan, W. (1992), "Contract Network for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economic*, 4 (3), pp. 211-242.
- _____ (1999a), "Restructuring the Electricity Market: Institutions for Network System", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- _____ (1999b), "Market Based Transmission Investments and Competitive Electricity Markets", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- _____ (2000), "Flowgate Rights and Wrongs", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- _____ (2002a), "Financial Transmission Right Incentives: Applications beyond Hedging", presentation to HEPG Twenty-Eight Plenary Sessions, 31 de mayo.
- _____ (2002b), "Financial Transmission Right Incentives", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- _____ (2002c), "Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms", *Journal of Regulatory Economics*, 22 (1), pp. 103-132.
- _____ (2003), "Transmission Market Design", Texas A&B conference paper, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- Hogan, W., J. Rosellón y I. Vogelsang (2010), "Toward a Combined Merchant-regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion", *Journal of Regulatory Economics*, DOI: 10.1007/s11149-010-9123-2.
- Independent Electricity System Operator (2006a), "Market Pricing Working Group", Ontario, LMP Study-Model Description.
- _____ (2006b), "Ontario Transmission System", Ontario, IESO_REP_0265v2.0. (2011), página Web: www.ieso.ca.
- Joskow, P. y J. Tirole (2000), "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", *RAND Journal of Economics*, 31 (3), pp. 450-487.

- _____ (2002), "Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks", mimeo.
- _____ (2003), "Merchant Transmission Investment", mimeo.
- Kristiansen, T. (2004), "Risk Management in Electricity Markets Emphasizing Transmission Congestion", tesis doctoral, Norwegian University of Science and Technology, febrero.
- Kristiansen, T. y J. Rosellón (2006), "A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion," *Journal of Regulatory Economics*, Springer, 29 (2), pp. 167-193.
- _____ (2007), "Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study", documento de trabajo 276, México, CIDE, División de Economía.
- Laffont, J. y J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, The MIT Press.
- Léautier, T.-O. (2001), "Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power", *Journal of Regulatory Economics*, 19 (1), pp. 27-54.
- Ministry of Energy (2011), página Web: www.mei.gov.on.ca.
- National Energy Board (2006), "Emerging Technologies in Electricity Generation", Canadá.
- _____ (2007a) "Annual Report to Parliament", Calgary.
- _____ (2007b), "Canadian Energy Overview, 2007", Calgary.
- Ontario Energy Board (2005) "Cost Assessment Model", Ontario.
- _____ (2006), consultar la página Web: http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2006-0170/comments/comments_IESO_220806.pdf.
- _____ (2009), "Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets", *Market Surveillance Report*, enero de 2010, Ontario.
- _____ (2010a) "Regulated Price Plan, Price Report, 2010-11", Ontario.
- _____ (2010b), "Board Policy: Framework for Transmission Project Development Plans", EB-2010-0059, Ontario.
- _____ (2011a), consultar la página Web: [http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/Industry/Regulatory+Proceedings/Applications+Before+the+Board/Integrated+Power+System+Plan+\(IPSP\)+Review](http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/Industry/Regulatory+Proceedings/Applications+Before+the+Board/Integrated+Power+System+Plan+(IPSP)+Review).
- _____ (2011b), página Web: www.oeb.gov.on.ca.
- Ontario Government (1997), "Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario", Ontario.
- Ontario Market Design Committee (2000), "First, Second, Third and Fourth and Final Report of the Market Design Committee, 2000", University of Toronto, Canadá. http://www.theimo.com/imoweb/historical_devel/Mdc/mdc.asp.

- Pope, S. y M. Harvey (2002), "TCC Awards for Transmission Expansions", presentación.
- Rosellón, J. (2000), "Alternativas de regulación de precios en el sector eléctrico", México, ITAM-Miguel Ángel Purrrúa.
- _____ (2003a), "Different Approaches toward Electricity Transmission Expansion", *The Review of Network Economics*, 2 (3), pp. 238-269.
- _____ (2003b), "Different Approaches to Supply Adequacy in Electricity Markets", documento de trabajo 298, México, CIDE, División de Economía.
- _____ (2007), "An Incentive Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Mexico," *Energy Policy*, Elsevier, 35 (5), pp. 3003-3014.
- Rosellón, J. y H. Weigt (2007), "A Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Europe", documento de trabajo 396, México, CIDE, División de Economía.
- _____ (2010), "A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks: Theory, Modelling and Application", Discussion Papers, Berlín, Deutsches Institut Fur Wirtschaftsforschung.
- Rosellón, J., M. Zdenka y E. Zenón (2010), "Incentives for Transmission Investment in the PJM Electricity Market: FTRS or Regulation (or both)?", Utilities Policy.
- Stoft, S. (1998), "Using Game Theory to Study Market Power in Simple Networks", Federal Energy Regulatory Commission.
- _____ (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press, pp. 232-240.
- Tanaka, M. (2007), "Extended Price Cap Mechanism for Efficient Transmission Expansion under Nodal Pricing", *Network and Spatial Economics*, 7 (3), pp. 257-275.
- Train Kenneth E. (1994), *Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*, The MIT Press.
- Vegh, G. (2010), "How Ontario Energy Institutions Set the Price for Electricity", en D. Reeve, D. N. Dewees y B. W. Karney, *Current Affairs: Perspectives on Electricity Policy for Ontario*, Toronto-Buffalo-Londres, University of Toronto Press.
- Vogelsang, I. (2001), "Price Regulation for Independent Transmission Companies", *Journal of Regulatory Economics*, 20 (2), septiembre, pp. 141-165.
- _____ (2002), "Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20 Year perspective", *Journal of Regulatory Economics*, 22 (1), pp. 5-27.

- _____ (2006), "Electricity Transmission Pricing and Performance based Regulation", *Energy Journal*, 27 (4), pp. 97-126.
- Vogelsang I. y J. Finsinger (1979), "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms", *Bell Journal of Economics*, 10 (1), pp. 157-171.
- Wilson, R. (2002), "Architecture of Power Markets", *Econometrica*, 70 (4), pp. 1299-1340.

Apéndice 1. Base de datos para simulación

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
N1	Northwest	N1G1	H	Caribou Falls	91	11.6608	416	491
		N1G2	H	Ear Falls	17	10.3570		
		N1G3	H	Whitedog Falls	68	11.3584		
		N1G4	H	Maniyou Falls	73	11.4492		
		N1G5	H	Lac Seul	12	15.2545		
		N1G6	H	Silver Falls	48	9.8982		
		N1G7	H	Kakabeka Falls	25	9.9500		
		N1G8	H	Pine Portage	142	10.5689		
		N1G9	H	Cameron Falls	87	10.4748		
		N1G10	H	Alexander	68	10.5750		
		N1G11	H	Aguasabon	51	10.8328		
		N1G12	C	Atikokan	211	9.5880		
		N1G13	C	Thunder Bay	306	10.4047		
						10.9517		

Apéndice 1. Base de datos para simulación (continuación)

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
N2	Northeast	N2G14	H	Kipling	157	12.5650	1 009	1 124
		N2G15	H	Harmon	141	12.4930		
		N2G16	H	Smoky Falls	52	11.0026		
		N2G17	H	Little Long	133	12.4210		
		N2G18	H	Otter Rapids	182	9.6416		
		N2G19	H	Abitibi Canyon	349	11.9110		
		N2G20	H	Lower Sturgeon	14	10.2636		
		N2G21	H	Sandy Falls	5	10.2436		
		N2G22	H	Wawaitin	11	9.4587		
		N2G23	H	Indian Chute	3	10.2390		
		N2G24	H	Hound Chute	4	11.2330		
		N2G25	H	Matabitchuan	10	9.4412		
		N2G26	H	Lower Notch	274	14.6448		
						11.1968		

N3	<i>Essa</i>	N3G27	H	Ragged Rapids	8	15.6528	730	1 397
		N3G28	H	Hanna Chute	1	11.9962		
		N3G29	H	Big Eddy	8	11.6529		
		N3G30	H	South Falls	5	9.5634		
		N3G31	H	Big Chute	10	10.2411		
		N3G32	H	Trethewey Falls	2	11.5672		
		N3G33	H	Auburn	2	13.3456		
		N3G34	H	Lakefield	2	11.9922		
						12.0014		
N4	Ottawa	N4G35	H	Chenaux	144	9.8760	844	2 233
		N4G36	H	Calabogie	5	8.7889		
		N4G37	H	Barrett Chute	176	11.4466		
		N4G38	H	Mountain Chute	170	9.6600		
		N4G39	H	Stewartville	182	10.8846		
		N4G40	H	Anprior	82	11.4730		
		N4G41	H	Chats Falls	192	9.1890		
		N4G42	H	Des Joachims	429	11.8523		

Apéndice 1. Base de datos para simulación (continuación)

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
		N4G43	H	Stewartville	182	10.8846		
N5	East	N5G44	H	RH Saunders	1 045	10.4506	797	1 174
		N5G45	H	Merrickville	2	13.4567		
		N5G46	H	High Falls	3	13.7635		
		N5G47	H	Healey Falls	12	12.7631		
		N5G48	H	Seymour	6	10.5690		
		N5G49	H	Ranney Falls	10	10.1421		
		N5G50	H	Hagues Reach	4	13.5621		
		N5G51	H	Meysersburg	5	13.0067		
		N5G52	H	Sills Island	2	10.8829		
		N5G53	H	Frankford	3	12.9945		
		N5G54	H	Sidney	4	9.3547		
		N5G55	H	Lennox	2 100	12.0441		

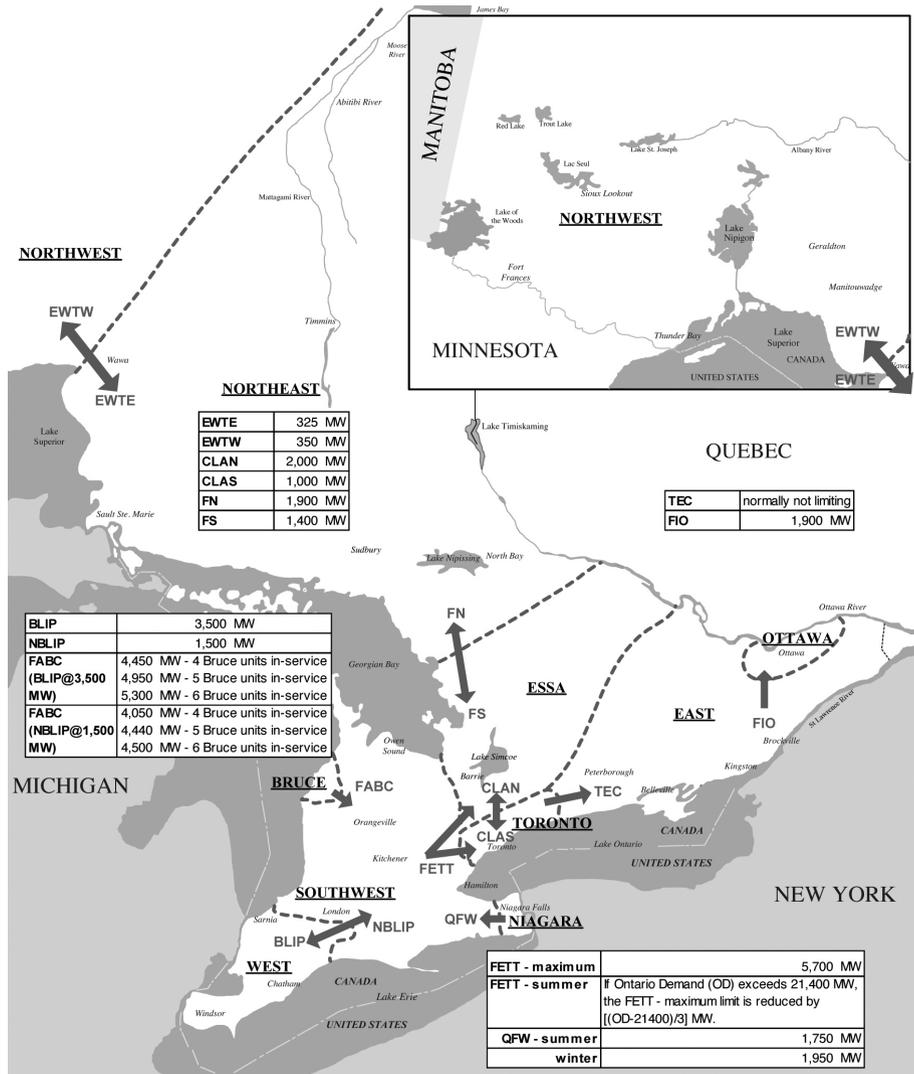
N5G56	H	Stinson	5	10.8967	
N5G57	H	Coniston	5	10.2349	
N5G58	H	McVittie	3	11.7839	
N5G59	H	Crystal Falls	8	10.1322	
N5G60	H	Otto Holden	243	14.1345	
N5G61	H	Nipissing	2	11.8534	
N5G62	H	Bingham Chute	1	12.4567	
N5G63	H	Elliott Chute	2	11.3256	
				11.7173	
N6	Toronto				
N6G64	N	Darlington	3 512	22.0820	4 467
N6G65	N	Pickering A	1 030	14.7889	
N6G66	N	Pickering B	2 064	12.7009	
N6G67	W	Pickering	2	9.7945	
N6G68	G	Portlands Energy Centre	550	14.2014	
				14.8416	
					9 345

Apéndice 1. Base de datos para simulación (continuación)

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
N7	Bruce	N7G69	W	Tiverton	0.6	9.8967	55	137
		N7G70	N	Bruce B	3 909	20.6367		
						15.2667		
N8	Southwest	N8G71	H	Eugenia	6	10.9846	2 524	4 418
		N8G72	C	Nanticoke	3 640	13.5330		
						12.2588		
N9	Niagara	N9G73	H	Sir Adam Beck 1	417	11.5859	452	871
		N9G74	H	Sir Adam Beck 2	1 499	13.0358		
		N9G75	H	Sir Adam Beck pgs	174	9.6295		
		N9G76	H	DeCew Falls 1	23	9.4459		
		N9G77	H	DeCew Falls 2	144	10.5269		
						10.8448		
N10	West	N10G78	C	Lambton	1 920	11.4841	1 366	2 815
		N10G79	G	Brighton Beach	580	14.9825		

Fuente: OEB y IESO.

Apéndice 2. Interfase interna en Ontario



Fuente: IESO.