

Enrique A. Bour (**FIEL**) y Carlos A. Carman (**Hidrosud**)

Cables Suelto

La Transmisión Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires

Comedia

Este trabajo se realizó como parte del plan de tareas de FIEL y la Universidad Nacional de La Plata dentro de la red LAURIN, con financiamiento del BID. Agradecemos las opiniones y la información aportadas por: Ing. Bautista Marcheschi (Subsecretario de Energía Eléctrica de la Nación); Ing. Eduardo Sícaro (Subsecretario de Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires); Ing. Armando Lenguitti (TRANSBA S.A.); Guillermo J. Marco (TRANSBA S.A.); Ing. Eduardo Ponzano (Comercializadora de Energía S.A.). Asimismo agradecemos sus comentarios y sugerencias a Walter Cont, Alberto Porto y Santiago Urbiztondo.

PERSONAJES

MINISTRO MINISTRO DE INFRAESTRUCTURA DE LA NACION
SECRETARIO DE ENERGIASECRETARIO DE ENERGIA DE LA NACION
ASESOR ASESOR DE GABINETE DEL SECRETARIO DE ENERGIA
CECILIASECRETARIA PRIVADA DEL MINISTRO

La acción se desarrolla en el despacho del Ministro, oficina amplia con el escritorio del Ministro (un mueble imponente) al centro. A la derecha, sillones rodeando una mesita baja.

ESCENA PRIMERA *El Ministro y Cecilia*

El Ministro está sentado frente a su escritorio, sobre el que se encuentran dispersos ejemplares de varios diarios de la capital. En la portada de uno de ellos puede leerse "RIESGO DEL SISTEMA ELECTRICO – PODRIAN ENFRENTARSE NUEVOS CORTES EN LOS PROXIMOS MESES ANTE EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA". En otro diario aparece, en primera plana, la fotografía de grupos de vecinos en la ciudad de Mar del Plata, gesticulando en forma ofuscada por los cortes de energía eléctrica sufridos durante la última semana. El Ministro aparece deprimido. Se pone de pie y empieza a caminar por su oficina, como tratando de encontrar una pista para resolver el problema que enfrenta. Se dirige hacia un mapa que cuelga al costado de su escritorio, sobre una pared revestida de madera de color oscuro. El mapa corresponde a la provincia de Buenos Aires. En él aparecen señaladas las ciudades principales de la Provincia y, con trazo grueso, las líneas de alta tensión que conforman la red de transporte de electricidad en el ámbito de esa Provincia.

El Ministro observa con detenimiento la zona que rodea a la ciudad de Mar del Plata. Entonces decide volver a su escritorio, donde relee algunos informes recientes sobre la situación.

MINISTRO.- No entiendo. La semana pasada teníamos todo controlado y ahora resulta que el sistema está colapsando. ¡Cecilia!

CECILIA (*entrando por la puerta lateral a la izquierda de su despacho*).- Sí, señor ¿qué desea?

MINISTRO.- Llame urgente al Secretario de Energía, que venga a mi despacho.

CECILIA.- Enseguida, señor. (*sale*)

MINISTRO (*buscando entre la montaña de papeles que hay sobre su escritorio, encuentra finalmente un documento encuadernado, en cuyo frente se lee TRANSBA*).- ¡Ah, aquí lo tengo! Veamos... "Marco Regulatorio... segmentación vertical... Mercado Eléctrico Mayorista. A él concurren libremente los generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios de energía. La Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, o CAMMESA, es responsable de la programación y la operación del despacho de cargas... El nuevo sistema ha facilitado un crecimiento considerable del número de agentes y operadores del mercado, así como también la incorporación de modernas tecnologías, una mejora significativa en la

calidad del servicio, en la eficiencia del sector y el desarrollo de una rica ingeniería contractual que complementó las operaciones cursadas en el mercado spot o de contado." ¡Irónico! Me gustaría saber qué escribirían hoy al leer las noticias de ayer. A ver...¿dónde está el párrafo sobre la privatización? Acá está: "A efectos de privatizar ESEBA, prestataria del servicio eléctrico, la provincia de Buenos Aires procedió también a la elaboración de un Marco Regulatorio similar al Nacional y a la separación de las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. A partir de 1997, TRANSBA S.A. se convirtió en concesionaria del transporte de electricidad en la provincia, asumiendo la responsabilidad de la operación y el mantenimiento de la red de 132 kV, algunas instalaciones de 66 y 220 kV, exceptuando las redes de la zona próxima a la ciudad de Buenos Aires que ya estaban concesionadas a EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. TRANSBA es propietaria de 76 estaciones transformadoras con una capacidad de transformación de 4473 MVA, así como también de 5900 km de líneas de transmisión (220 KV, 132 KV y 66 KV) y de 473 puntos de conexión. Estas líneas abastecen una demanda de 9800 GWh/año con una potencia estimada de 1600 MW. Los principales equipos generadores conectados directamente al sistema de transmisión son las centrales termoeléctricas Luis Piedrabuena, Necochea, Mar del Plata, San Nicolás, Villa Gesell y Mar de Ajó, que totalizan unos 1000 MW. Otros importantes generadores térmicos y nucleares de la Provincia están directamente conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)." Ajá, aquí están los datos sobre la concesión: "95 años... primer período de gestión de 15 años y subsiguientes de 10 para actuar dentro de la Región Eléctrica Buenos Aires... El transporte es un servicio público que involucra el mantenimiento y la operación de las instalaciones existentes al momento de la concesión, así como también de las ampliaciones incorporadas con posterioridad... Por la prestación de sus servicios percibe cargos regulados integrados por un ingreso por conexión, que percibe por operar y mantener todo el equipamiento de conexión, dedicado a vincular a sus usuarios con el sistema de transporte; otro ingreso por operar y mantener el equipamiento dedicado a vincular entre sí los nodos del sistema de transporte; y un ingreso por las pérdidas de transporte (igual a la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo emisor)... Nivel de calidad contractualmente establecido... si no se logra, TRANSBA es penalizada a favor de los usuarios afectados... La concesión de TRANSBA fue ganada por TRANSENER en la correspondiente licitación." ¿No es TRANSENER la misma que era concesionaria del SIN?

CECILIA (*por el intercomunicador*).- Señor, ha llegado el Secretario. ¿Lo hago pasar?

MINISTRO (*contestando por el intercomunicador*).- Sí, que venga.

ESCENA SEGUNDA ***El Ministro y el Secretario de Energía***

SECRETARIO DE ENERGIA (*entrando al despacho*).- Buenos días, ¿cómo te va?

MINISTRO.- ¿Qué querés que te diga? Mal, che. ¿Cómo es posible que con todo el trabajo fino que se ha realizado en el sistema eléctrico tengamos ahora una catástrofe de estas dimensiones? ¿Qué se hizo mal?

SECRETARIO DE ENERGIA.- Justamente estaba pensando en los problemas que hay en la Provincia, fijáte que el tema de la transmisión eléctrica es uno de los más complejos de un sistema eléctrico. Recibí ayer un libro que acaba de salir en Estados Unidos sobre la complejidad técnica que plantea y que todavía no está totalmente resuelta. En el fondo, el problema es que no ha existido suficiente inversión en el segmento de la transmisión, como el sistema de transmisión tiene economías de escala parece que los proyectos de inversión pueden tener rentabilidad y sin embargo no encontrar eco en el sector privado. Te comento que la gente de la Provincia ya está tomando cartas en el asunto, porque las distribuidoras y

cooperativas han conformado hacia fines de 1999 un organismo regional, el FREBA (por Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires), que funciona como una organización sin fines de lucro. Parece que está abierta a todos los distribuidores, cooperativas y grandes usuarios industriales de la provincia.

MINISTRO.- A ver si entiendo. Vos decís que se armó un club de agentes del mercado eléctrico y que eso va a traer beneficios al sistema, ¿no?

SECRETARIO DE ENERGIA.- Así es, para participar como miembro se requiere una contribución obligatoria a un fondo fiduciario utilizado para financiar proyectos de inversión en transmisión (el FITBA), a cargo de las compañías distribuidoras. Cada año, el monto de las contribuciones es determinado como el monto mínimo de fondos necesarios para iniciar una lista de proyectos de transmisión seleccionados de una cartera de iniciativas presentadas por los miembros del Foro. Este nivel luego es prorrateado entre las compañías distribuidoras en proporción a su demanda individual de energía. Las contribuciones son acreditadas en cuentas individuales y dan lugar a derechos de votación cuando se elige a los directores y miembros de un Comité Técnico. También usan para el fondo un componente tarifario que cobran a los usuarios finales de la energía, que denominan "fondos de pass-through".

MINISTRO.- Qué interesante, che. El único detalle que no llego a captar es la necesidad de que armen ese club. Al fin y al cabo, los productores de soja no se tienen que poner de acuerdo entre ellos. Ah, y te recuerdo que el padre de la economía Adam Smith solía decir que los arreglos entre productores siempre terminan mal para los consumidores. No sé, esto es cada vez más complicado para mí. Tal vez debería haber aceptado el cargo de secretario de agricultura que me habían ofrecido inicialmente...

SECRETARIO DE ENERGIA.- Lo que vos no estás teniendo en cuenta es que el mercado eléctrico no tiene nada que ver con los mercados comunes. Para empezar, no hay mercados que permitan precios para todas las contingencias futuras. Es decir, son incompletos. Además, los eléctricos son mercados no competitivos en general, aunque con la privatización realizada en 1992 la generación ha mejorado muchísimo en cuanto a su capacidad competitiva. Hay que tener en cuenta que la potencia no puede ser monitoreada en forma perfecta y que es muy costoso almacenar energía potencial. La transmisión, que es la madre del borrego, está limitada por factores operativos y ambientales. Tené en consideración que la demanda de energía es variable y que en general no responde demasiado a los precios spot (excepto para algunos grandes usuarios industriales). El control y medición en forma continua del consumo va a ser posible recién dentro de algún tiempo. Además, las economías de escala, las barreras a la entrada y la propiedad oligopólica llevan a que en el largo plazo la competencia dentro del sistema sea imperfecta. En el mediano plazo, tenemos una producción capital-intensiva y tiempos de puesta en marcha de nuevos emprendimientos que suelen requerir bastante tiempo. Ni qué hablar del corto plazo, en que, a los factores mencionados, tenés que agregar las limitaciones técnicas de la oferta y las bajas elasticidades de la demanda. Por si esto fuera poco, las transferencias de potencia se complican porque en un sistema de transmisión de corriente alternada los flujos no pueden ser dirigidos. Tal vez vos no tenés demasiado frescos tus conocimientos de física, pero recordá que los flujos se producen siempre, entre los puntos de inyección y extracción, en proporción inversa a la impedancia ¹. En consecuencia,

¹ Será de utilidad definir algunos conceptos aplicados en los circuitos eléctricos para la discusión que sigue. Un *circuito* es un camino cerrado de material conductor que permite a los electrones un flujo continuo, sin principio ni fin. *Tensión* es la medida de la diferencia de energía potencial de un material entre dos lugares. *Resistencia* es la medida de oposición a la corriente eléctrica. Un *cortocircuito* es un circuito eléctrico que no ofrece resistencia al flujo de electrones. Un *circuito abierto* es un circuito en que la continuidad ha sido interrumpida. Por oposición, un *circuito cerrado* tiene continuidad. Un *switch* es un procedimiento para abrir o cerrar un circuito bajo condiciones controladas. *Potencia* es la medida de cuánto trabajo puede ser hecho por unidad de tiempo, y es medida usualmente en "caballos de fuerza". La potencia *eléctrica* se mide en watts, calculados mediante la fórmula potencia=tensión*corriente. Un caballo de fuerza equivale a 745.7 watts. La *ley de Joule*

resultan flujos en loop que están más allá de las posibilidades de control del operador y ocasionan problemas importantes en la administración de una red de transmisión. Debido al comportamiento de la energía eléctrica, que es explicado por las leyes de Kirchhoff, la operación de la red es muy compleja y vulnerable a la inestabilidad. La salida de una línea o de un generador puede precipitar una crisis que se desarrolla mucho más rápidamente de lo que los restantes generadores pueden compensar; otros problemas, como las deficiencias de tensión también requieren de un monitoreo continuo y de acciones suplementarias para ser corregidas. En general, se dispone de sólo unos pocos minutos para que los automatismos y los controles de los generadores compensen los desequilibrios del sistema. La consecuencia económica más gravosa de estas externalidades y de los continuos requerimientos para balancear al sistema hace que no sea factible basarse solamente en los mercados spot para obtener los precios de equilibrio. Esto se debe en parte al carácter imperfecto de la competencia, cuando el operador requiere de tipos especiales de recursos en forma inmediata y en ciertas localizaciones, pero fundamentalmente por la necesidad de una mayor y más rápida coordinación que la que el mercado puede proveer.

MINISTRO.- Ya veo que es bastante complejo. Ahora ¿por qué el problema se presenta en la provincia de Buenos Aires y no se da en otros lados? Al menos, no he oído todavía que TRANSENER haya enfrentado una situación parecida en otras partes.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Tal vez venga bien que diferencemos dos situaciones muy distintas. Cuando la demanda de energía a transportar verificada en una parte de la red es imputable a un subconjunto identificable de clientes, lo que permite cargar sin ambigüedad los costos marginales de operación y expansión del servicio de transporte, se está en presencia de una estructura de tipo *radial*. Un ejemplo de tal estructura es el diseño de la red de las principales líneas de transmisión de California, bajo control del Independent Operator of California (CAISO), en la cual, para dos localidades dadas de la misma red, hay exactamente un solo camino que el flujo de electrones puede recorrer. Esta es también la situación del transporte en muy alta tensión en Argentina y del transporte interprovincial en otras regiones del país.

En cambio, en una estructura *no radial* o *mallada*, no existe la posibilidad de excluir del beneficio de un flujo de electrones a subconjuntos identificables de usuarios, y el servicio de transporte pasa a ser un *servicio colectivo con elementos de bien público*. Esta es la situación que se presenta, precisamente, en la red de transporte de la provincia de Buenos Aires. Fijáte en el mapa ése que está en la pared. Una demanda adicional de energía eléctrica en la localidad de González Chaves da lugar a cargas adicionales en los nodos de Bahía Blanca, Tornquist, Pigué, Coronel Suárez, Henderson, Olavarría, Laprida, Coronel Pringles, Tres Arroyos, Coronel Dorrego y Punta Alta, para no mencionar sino a los puntos geográficos conectados al subsistema próximo a Bahía Blanca. Esto es explicado por las leyes debidas a Kirchhoff. Una estructura no radial obliga a una solución en forma *simultánea* de toda la transmisión y la distribución para alcanzar la optimalidad del sistema, aspecto que, curiosamente, vendría a requerir la reposición del grado de centralización de las decisiones que existía en la etapa pre-privatización (espero que no tengamos micrófonos ocultos en tu despacho, ¿no?).

establece que la potencia es igual al producto del cuadrado de la tensión por la resistencia. Una *carga* es un aparato que realiza alguna tarea útil mediante el uso de potencia eléctrica. La *polaridad* de la tensión a través de un componente resistivo está determinada por la dirección del flujo de electrones que pasa a través del componente: negativa si entra, positiva si sale. La *conductancia* de un material es la recíproca de la resistencia, y medida usualmente en mhos o siemens. Los circuitos *en serie* dividen la oferta total de tensión según las resistencias. La *ley de tensión de Kirchhoff* establece que la suma algebraica de las tensiones de un circuito debe ser cero. Los circuitos *en paralelo* dividen la corriente del circuito entre las ramas individuales, siendo la relación inversamente proporcional a la resistencia. La *ley de corrientes de Kirchhoff* establece que la suma algebraica de toda la corriente que entra y sale de un nodo debe ser igual a cero. (T. R. Kuphaldt, *Lessons in Electric Circuits*, 2003).

Pero ahora que me acuerdo, hace poco ha venido un especialista que hemos contratado como asesor en temas de economía de la electricidad. Esperáme que ya lo hago llamar. (*Dirigiéndose al intercomunicador*). Por favor, dígame al licenciado Chávez que venga. (*Al Ministro*). Vas a ver que este muchacho nos va a aclarar todos los puntos necesarios.

MINISTRO.- ¿De dónde lo sacaste a Chávez? ¿No vino de Estados Unidos?

SECRETARIO DE ENERGIA.- Sí, estuvo en el MIT.

MINISTRO.- Pero, ¿No fue en California que se armó ese lío tan grande con la electricidad? Me acuerdo que justamente después de que se produjo la estampida de las tarifas eléctricas (allá por mayo del 2000) había gente que reclamaba que se terminara con el programa de desregulación, que había desembocado en un fracaso con precios mayoristas eléctricos con incrementos de más del 280% (en el año 2000) y del 180% (en 2001). ¡Y vos le venís a ofrecer un puesto de asesor!

SECRETARIO DE ENERGIA.- Tranquilo, che. Este es un técnico de primera clase, vas a ver. Además, tené en cuenta que en Estados Unidos hubo otras experiencias positivas en temas eléctricos. Acordate que el regulador apadrinó un esquema de desregulación estado por estado, del tipo "que florezcan miles de flores" y que en algunos estados, como en Nueva York y en Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland (el área referida usualmente como PJM) la cosa anduvo muy bien.

MINISTRO.- Bueno, lo único que nos falta es que introduzcamos más problemas en este lío.

CECILIA (*por el intercomunicador*) Señor, aquí está el licenciado Chávez.

MINISTRO.- Bueno, que pase.

ESCENA TERCERA ***El Ministro, el Secretario y el Asesor***

ASESOR.- Buenos días.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Qué tal, Chávez, hace tiempo que no lo veo.

ASESOR.- Estuve por Washington la semana pasada, en un seminario que organizó el American Conference Institute destinado a analizar los problemas de implementación de lo que ellos llaman "locational marginal pricing", una técnica de fijación de los precios que tiene un gran potencial para las redes pero que todavía tiene desafíos bastante importantes de implementación.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Sabe que lo estamos molestando para discutir un poco sobre un tema conexo, justamente. El problema que tenemos es que el sistema eléctrico en la provincia de Buenos Aires está caminando por la cornisa. Yo le estuve explicando al señor Ministro que la situación debe ubicarse a nivel de la transmisión, pero nos vendría bien alguna ampliación de su parte. (*Se sientan en los sillones, alrededor de la mesita*)

ASESOR.- Así es, pero hay también otros fenómenos que debemos identificar. Un problema típico que plantean estas tecnologías es analizado por los economistas en términos de indivisibilidades. La existencia de tecnologías no convexas impone restricciones a la fijación de precios. Esto ha sido estudiado, en particular, por Herbert Scarf y O'Neill y otros. Ustedes sabrán que en lo que los economistas denominan "contextos no convexos" no es

posible asegurar la existencia de precios (lineales) que permitirían el equilibrio del mercado. Tales precios lineales surgen, naturalmente, del teorema del hiperplano de separación.

MINISTRO.- (*irónico, dirigiéndose al Secretario de Energía*) ¡Pero claro, cómo no lo tuvimos en cuenta!

ASESOR.- Disculpen mi precipitación. Aclaro: este resultado proviene de una propiedad geométrica básica de los mercados competitivos, y asegura la posibilidad de "separar", por así decir, el problema de cada uno de los agentes del mercado, de tal manera que cada uno debe concentrarse en resolver lo mejor que pueda su propio problema, sin que tenga que preocuparse por lo que están haciendo los otros. Cuando la tecnología que manejan es no convexa, ya no se puede estar seguro de esta propiedad.

Sin embargo, la presencia de este tipo de contextos en la economía moderna es inevitable, como en el caso del mercado de potencia eléctrica. Al ser elaborados los precios de corto plazo (aplicables al día o la semana siguiente) surgen costos fijos como los de puesta en marcha (*start-up*) y apagado (*shut-down*) que plantean requerimientos mínimos de producción y que pueden constituir una fracción importante de los costos de generación. En esas circunstancias, no existen precios de la potencia que "sostengan" un equilibrio. El desajuste subsiguiente entre oferta y demanda plantea dificultades para todo intento de promover la eficiencia de los mercados.

Un método para la obtención de estos precios en ausencia de convexidad ha sido propuesto por O'Neill y otros, basado en los métodos de solución de programas lineales mixtos. En esta aproximación, se obtiene la solución óptima de un programa y, a continuación, las restricciones enteras son reemplazadas por los valores de la solución entera como restricciones de igualdad (o cortes) en el programa lineal. Este programa es resuelto al efecto de hallar las variables duales asociadas a las condiciones de equilibrio de mercado y a las nuevas restricciones de igualdad. Estos precios sombra son utilizados como precios que sostienen el equilibrio. Los autores sostienen que este método podría ser utilizado, por ejemplo, por el administrador de un mercado de subastas, tomando como un caso posible el "operador independiente del mercado" que procesa subastas y calcula precios en mercados eléctricos de corto plazo en los Estados Unidos, ya que estos operadores suelen considerar subastas generadas en contextos no convexos. Un procedimiento basado en subastas de recursos compartidos es apto (bajo ciertas restricciones) para localizar un óptimo en una economía con conjuntos no convexos. Hogan y Ring han analizado la aplicación de estos mecanismos en el sector eléctrico. A tal efecto, señalan que los mercados eléctricos en tiempo real presentan básicamente unas fallas de convexidad relevantes, no muchas pero críticas, siendo el punto fundamental el problema del día siguiente en que las máquinas deben ser comprometidas o mantenidas ociosas, para ser luego despachadas según la configuración de las unidades. Voy a aprovechar el pizarrón ése para aclararles estos conceptos (*se aproxima al pizarrón y comienza a escribir*).

Supongan que se dispone de ofertas subastadas de demanda y producción, con $B_{it}(d_{it})$ como función de beneficios cóncava de la demanda del cliente i en el próximo período t , $C_{jt}(g_{jt})$ como función de costos convexa en términos de la generación del generador j en el período t , S_j como costo de arranque del generador j y m_j, M_j como los niveles de generación mínimo y máximo del generador j una vez comprometido. Todos estos indicadores son obtenidos a partir de una subasta competitiva. Adicionalmente, indiquemos con z_j a la variable entera (0, 1) que modeliza la decisión de comprometer al generador j , y_j al vector de carga neta en cada localización, tal que $y_\varphi = \sum d_{it} - \sum g_{jt}$ para la localización φ ($i, j \in \varphi$), $L_t(y_t)$ a las pérdidas en el período t para una demanda neta y_t , $K_t(y_t)$ a las restricciones de transmisión correspondientes a una carga neta y_t en el período t , y finalmente como $R_{jt}(g_{jt}, g_{jt-1})$ a las restricciones de ramping y otros límites dinámicos para el generador j .

El problema de despacho es entonces el siguiente (*escribe*)

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{d_{it}, g_{jt}, y_t, z_j} \quad \sum_{t=1}^T (\sum_i B_{it}(d_{it}) - \sum_j C_{jt}(g_{jt})) - \sum_j S_j z_j \\ \text{sujeto a} \quad & L_t(y_t) + \mathbf{1}^t y_t = 0, \text{ donde } \mathbf{1}^t = (1 \ 1 \ \dots \ 1) \\ & y_t = d_t - g_t, \text{ para todo } t, \\ & g_{jt} \geq z_j m_j, \text{ para todo } jt, \\ & g_{jt} \leq z_j M_j, \text{ para todo } jt, \\ & R_{jt}(g_{jt}, g_{jt-1}) \leq 0 \text{ para todo } jt, \\ & K_t(y_t) \leq 0, \text{ para todo } t, \\ & z_j = 0 \text{ o } 1, \text{ para todo } j. \end{aligned}$$

En este problema la falla de convexidad radica en las variables enteras. Suponiendo que la demanda es fija, que hay una única localización, un único período y bajo ausencia de restricciones de transmisión, este problema se reduce al siguiente problema de compromiso de mínimo costo y despacho:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{g_{jt}, z_j} \quad \sum_j C_{jt}(g_{jt}) + \sum_j S_j z_j \\ \text{sujeto a} \quad & \sum_j g_j = d \\ & g_j \geq z_j m_j, \text{ para todo } j, \\ & g_j \leq z_j M_j, \text{ para todo } j, \\ & z_j = 0 \text{ o } 1, \text{ para todo } j. \end{aligned}$$

Al efecto de resolver el problema planteado por la falla de la convexidad, la solución de O'Neill et al. consiste en expandir el espacio de los "bienes" desde g hasta (g, z) . Consideren entonces la siguiente aproximación continua al problema anterior:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{g_{jt}, z_j} \quad \sum_j C_{jt}(g_{jt}) + \sum_j S_j z_j \\ \text{sujeto a} \quad & \sum_j g_j = d \\ & g_j \geq z_j m_j, \text{ para todo } j, \\ & g_j \leq z_j M_j, \text{ para todo } j, \\ & z_j = z_j^*, \text{ para todo } j. \end{aligned}$$

Esta formulación supone conocida la solución del problema "primal" en términos de las variables enteras, y nos permite obtener los precios sombra del problema "dual" de la siguiente manera. Si escribimos el costo marginal correspondiente al generador j como $C'_j(g_j)$, y a los parámetros de Lagrange de este problema como λ y θ , entonces

$$\begin{aligned} p &= C'_j(g_j) - \lambda_j + \theta_j \\ \pi_j &= S_j + \lambda_j m_j - \theta_j M_j \\ \lambda_j &\geq 0, \theta_j \geq 0 \end{aligned}$$

De esta manera, el precio de los bienes (p) es un vector igual al costo marginal de producción más la renta sobre la capacidad de generación. El precio de un "ticket de compromiso" π_j resulta igual al costo de arranque menos la renta marginal sobre la capacidad correspondiente al estado de capacidad plena. Luego el problema descentralizado de optimización de cada generador es:

	$\text{Max}_{g_j, z_j} \quad p g_j + \pi_j z_j - C_j(g_j) - S_j z_j$
sujeto a	$g_j \geq z_j m_j,$ $g_j \leq z_j M_j,$ $z_j = 0 \text{ o } 1.$

y el trabajo de O'Neill et al. permite concluir que, con funciones de costos lineales a trozos para los generadores, la solución (g_j^*, z_j^*) es la solución óptima de este problema descentralizado. Hogan y Ring han demostrado que el enfoque habitualmente seguido en varios mercados eléctricos, como el de New York, tiene características similares.

MINISTRO.- Mi matemática no está tan fresca como para seguirlo, pero si alcanzo a comprender bien, su famoso "contexto no convexo" no es tan problemático como parecía ser. Pero me da la sensación de que nos hemos alejado bastante de nuestro tema inicial. ¿Podemos volver a la transmisión?

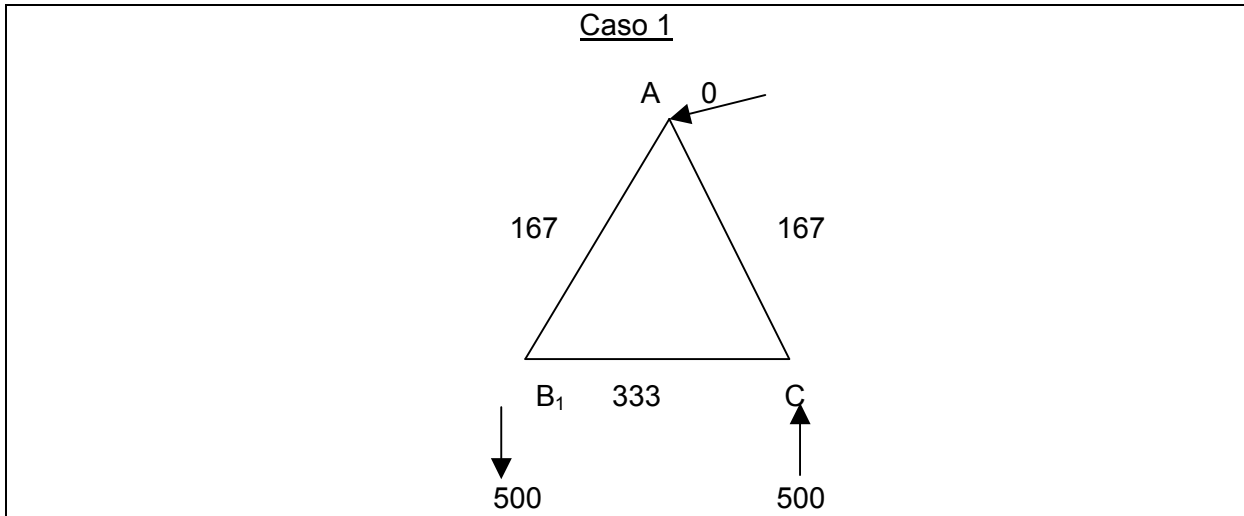
ASESOR.- Desde ya, señor Ministro. Ahora es donde tenemos que visualizar el esquema institucional que ha sido aplicado en cada región para organizar el negocio de la transmisión. ¿Qué distorsiones pueden presentarse ante una descentralización errónea de la capacidad de transmisión? Déjenme mencionar algunos ejemplos.

Una primera distorsión está vinculada con un fenómeno asociado, conocido como *paradoja de Braess*. Esta paradoja se presenta usualmente en las redes viales. Si en una red de transporte interconectada los usuarios eligen sus rutas al efecto de optimizar su costo privado, es posible que la red implique una suboptimización a nivel del conjunto. Por ejemplo, es perfectamente posible que la adición de un arco a la red existente dé lugar a un aumento del costo total de transporte o, inversamente, que una supresión de un arco existente sea una mejora paretiana del sistema. La implicancia de esta paradoja para un sistema de transporte eléctrico es inmediata. Una política de inversiones que parte de un sistema que operativamente no está optimizado puede, así, tener un valor negativo para el conjunto de usuarios de la red.

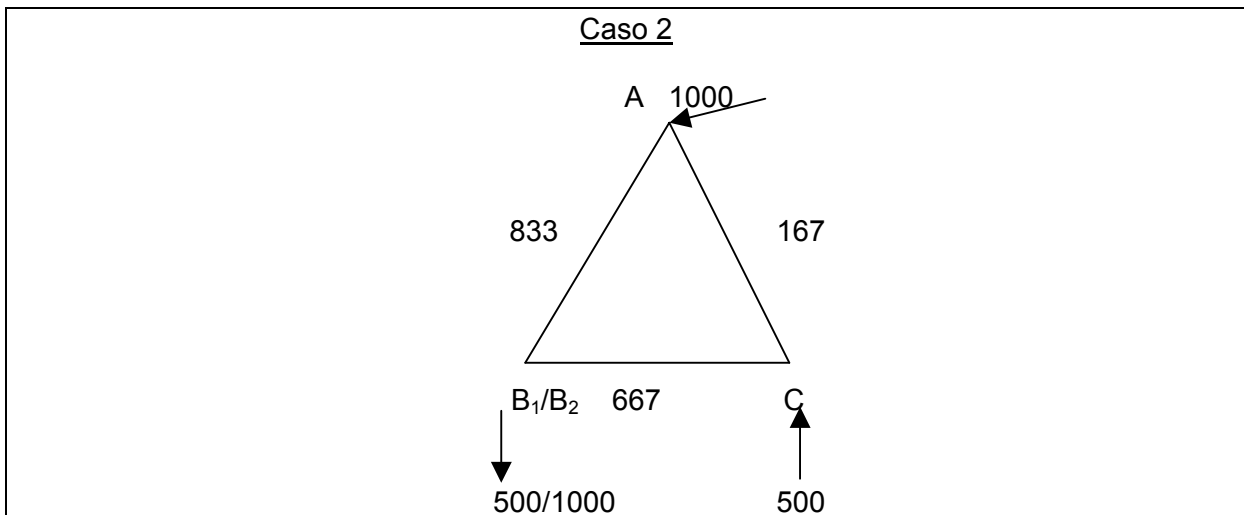
Adicionalmente, la no direccionalidad del electrón (o, como es denominada en la literatura, el *loop flow*) da lugar a externalidades en la red de transmisión como moneda corriente. Esto hace complicado determinar a los beneficiarios de una ampliación o uso de la red, por lo cual se ha criticado el criterio de uso en forma general, con excepción del caso de las ampliaciones radiales.

Por ejemplo, veamos en el pizarrón un caso simplificado correspondiente a una red con dos nodos de generación que producen energía a costos marginales diferenciados. Voy a suponer para simplificar que no hay pérdidas de transmisión. El nodo A tiene una capacidad máxima de 1500 MW y un costo de \$10/MW y el nodo C tiene una capacidad máxima de 500 MW con un costo de \$7.5/MW. La demanda está ubicada en el nodo B. En el caso 1 suponemos que la demanda corresponde a un cliente B₁ con un requerimiento de 500 MW. Las líneas de transmisión son por hipótesis idénticas (en términos de longitud). La ruta seguida para la carga de la red en este caso consiste en transportar los 500 MW desde el

generador de mínimo costo (C) usando el camino directo (CB) para transportar 333 MW y el camino indirecto (CA,AB) para otros 167 MW. El costo marginal para B es \$7.5.

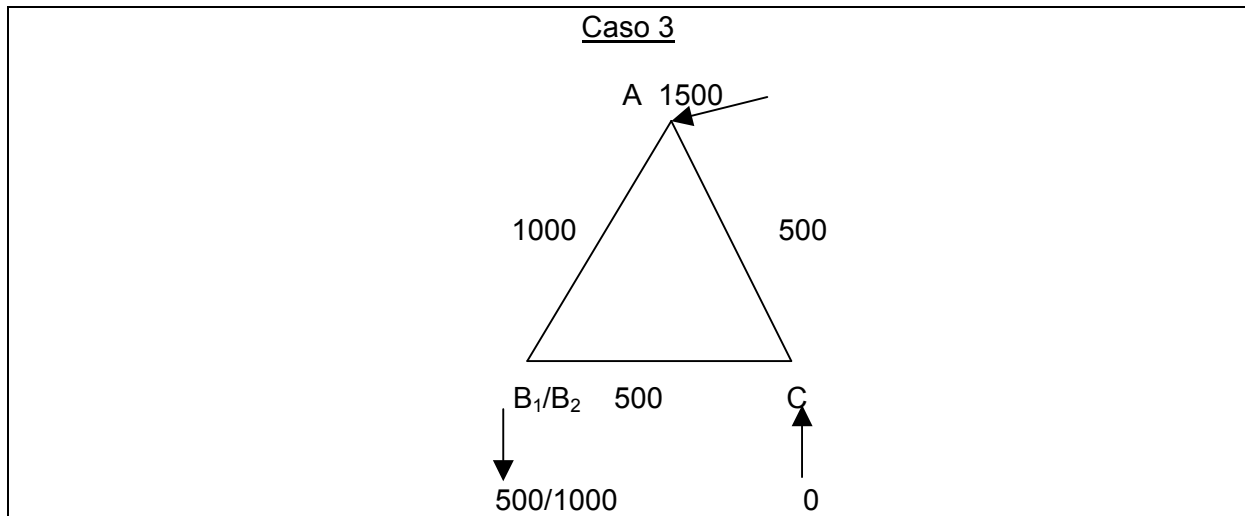


Ahora veamos el Caso 2, en el que tenemos una demanda adicional en el nodo B, con un nuevo cliente B_2 que tiene un requerimiento de 1000 MW. La nueva configuración requiere ahora que se inyecte energía también en el nodo A (1000 MW) aparte de 500 MW en C. La transmisión transfiere 833 MW a través del circuito directo (AB), 500 MW a través del circuito directo (CB), y otros 167 MW a través del camino indirecto (AC,CB). Esto lleva a transportar un total de 667 MW vía (C,B).



El costo de la energía para B_1 sigue siendo \$7.5, pero el costo para B_2 se elevó a \$10. La mayor demanda no ha ocasionado, en este caso, un mayor costo para B_1 . Pero observen que si hubiera alguna pérdida por transmisión, su costo se elevaría por la mayor carga de la línea (CB) inducida por la demanda de B_2 .

Vamos ahora a nuestro caso 3, en el cual hemos supuesto que la línea (CB) tiene sólo una capacidad máxima de 500 MW. En este caso, las leyes de la física obligan a producir solamente en el generador A los 1500 MW demandados, usando la línea directa (AB) para transportar 1000 MW y el circuito indirecto (AC,CB) para los restantes 500 MW.



El costo marginal de la energía es ahora de \$10/MW para ambos clientes y el nodo generador C queda "fuera del orden de mérito" en el despacho. Esta externalidad puede ser corregida mediante la "apertura" de la línea CA, que en la práctica significa sacarla del despacho, que es lo que hace CAMMESA.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Si me permite, licenciado, ahora recuerdo que una norma del Poder Ejecutivo (el decreto 804/2001, que preparamos en nuestra oficina) derogada luego por el Congreso Nacional, preveía que las ampliaciones que no fuesen para mejorar la confiabilidad se exceptuaban de la calificación de servicio público (mediante el cual sirven para la justificación de precios regulados y reglas generales de prestación), siendo de libre iniciativa y a propio riesgo de quien las ejecutara. En lugar de una concesión, se requería una licencia otorgada por la Secretaría de Energía nacional. Asimismo, establecía Derechos de Congestión de la Capacidad de Transporte (DCCT) que daban lugar a ingresos derivados de la diferencia del precio de la energía en los nodos y el del cargo de capacidad de las instalaciones de las que fuere propietario. Los tenedores de DCCT, en el caso de nuevas redes, serían los que han construido a propia iniciativa y riesgo, mientras que en las redes existentes sería el Estado Nacional. Los DCCT podían ser negociados y, en el caso del Estado, éste los licitaría públicamente. Lamentablemente, esta situación derivó en que ciertas obras de transporte carecieran de incentivo para inversores privados, si se tiene como referencia el crecimiento experimentado por el sector. Me acuerdo que decidimos (en realidad, no nosotros sino los que nos precedieron en el cargo) poner en práctica un sistema de planificación centralizada a través del Plan Federal de Transporte, que luego fue transformado mediante el derogado decreto 804/2001 y reemplazado por una combinación de obras de confiabilidad a determinar y derechos de congestión.

Dado que se reconoció que la estructura de precios puede no implicar incentivos suficientes para la expansión de la red, hay cuatro mecanismos especiales previstos: el acceso a la capacidad existente, por medio del cual la inversión es solicitada por los usuarios potenciales y cuya aprobación está obligada a pasar por una audiencia pública en la cual es discutida en forma conjunta con otros proyectos alternativos; las ampliaciones de capacidad por contrato entre partes, mecanismo por el cual uno o varios usuarios y una transportista acuerdan una ampliación de capacidad, en la que el financiamiento está a cargo de los usuarios; las ampliaciones por concurso público, pensado para ser aplicable en los casos de grandes inversiones que afectan a un número considerable de usuarios; y las ampliaciones

menores. Las causas atribuidas a la no iniciación de nuevas ampliaciones según los mecanismos vigentes son los altos costos de transacción, el problema del *free-riding*, la dificultad en determinar beneficiarios, los criterios de oposición y la carencia de un derecho de propiedad claro y permanente sobre las nuevas inversiones. Estimo que idéntica situación se presenta en la provincia de Buenos Aires.

MINISTRO.- Debería hablar con el Secretario de Transporte para ver cómo ha resuelto él esto que usted ha llamado paradoja de Braess. Tal vez me dé alguna idea útil.

ASESOR.- Déjeme explicarle primero cómo los economistas han encarado el problema. Seguramente ustedes han oído hablar de dos tipos con mucho prestigio en el mundo académico, como el economista francés Jean Tirole y mi colega del MIT Paul Joskow.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Justamente Tirole es autor de un libro con Laffont que ha sido muy utilizado en los cursos de teoría económica de la regulación... De Joskow no sé mucho.

ASESOR.- Bueno, Joskow es, creo desde 1989, profesor de economía, administración y teoría de la regulación en el MIT y desde hace unos años director de un centro de investigaciones sobre energía y medio ambiente. También está en el National Bureau of Economic Research. Es autor de un influyente libro sobre el sistema eléctrico en los Estados Unidos, y co-autor de una obra sobre la desregulación de ese sistema con otro importante economista, Richard Schmalensee. Los traigo a colación porque hace poco han preparado un documento sobre los esquemas institucionales alternativos para desregular la transmisión eléctrica, un tema que ha despertado mucho interés en todo el mundo.

Los dos mecanismos institucionales que han sido utilizados para establecer un sistema de reglas del juego en materia de inversión en transmisión, son la creación de entidades regionales reguladas e independientes de transmisión y operación (Transcos) propietarias de las facilidades de transmisión y responsables de construirlas y operarlas dentro de un esquema regulatorio, y el establecimiento de un sistema de derechos de propiedad regulatorios de la inversión en transmisión. En este último caso, son creados derechos de transmisión (físicos o financieros) basados en la capacidad de la red de transferir potencia desde puntos de inyección a puntos de consumo, con lo cual una inversión que incrementa la capacidad de transmisión sería remunerada mediante derechos de transmisión incrementales. El valor de estos derechos es típicamente similar a los cargos por congestión evitados (en el caso de derechos físicos) o rebatidos por el operador del sistema (derechos financieros). Joskow y Tirole han denominado a este último arreglo el modelo de *transmisión mercantil*. Ningún país ha implementado aún este esquema, aunque Australia adoptó un mix entre el modelo mercantil y el modelo de transmisión regulada, y propuestas recientes, incluyendo una de la FERC (la Comisión Regulatoria Federal de la Energía de Estados Unidos), abogan por inversiones en transmisión lideradas por los mercados aunque reconociendo que ciertas inversiones reguladas pueden ser aún necesarias.

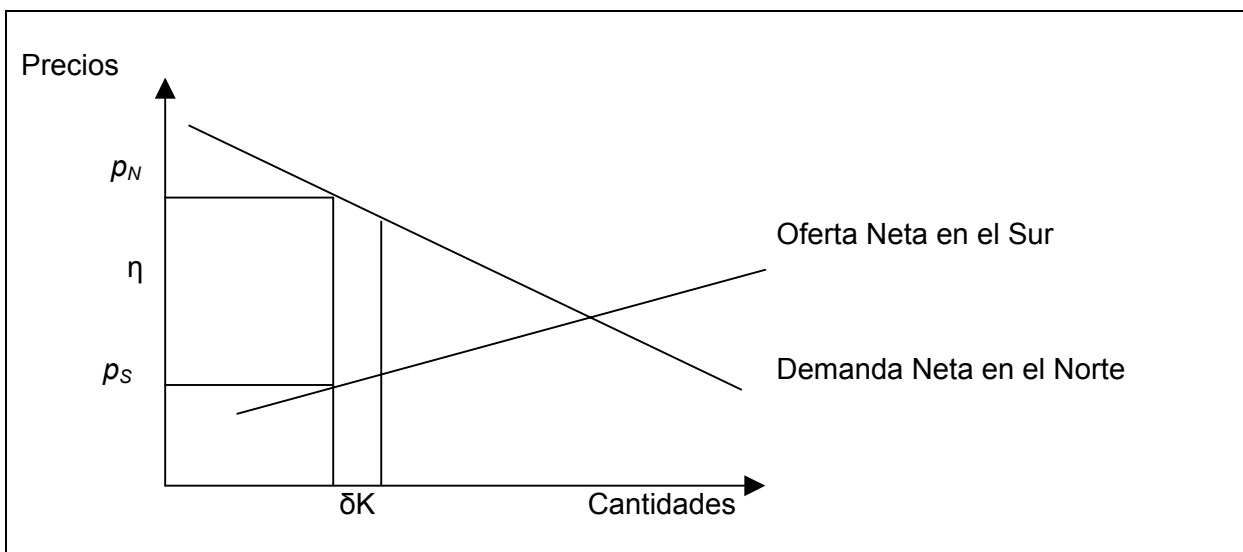
El modelo analizado por Joskow y Tirole supone que existe un sistema de precios nodales con características similares a las operativas en Nueva York y PJM en los Estados Unidos, y que también es aplicable al caso argentino. Un operador del sistema independiente (ISO) opera un mercado con equilibrio en tiempo real, administrando la congestión (éste es el rol que aquí desempeña CAMMESA). El ISO recibe todas las ofertas de generación y demanda y encuentra la configuración de "costo mínimo" con precios de equilibrio entre oferta y demanda en cada nodo de generación y consumo, utilizando un modelo de despacho con restricciones de seguridad. Así establece los compromisos de despacho para el día siguiente y precios nodales. Estos precios nodales reflejan costos de congestión y pérdidas marginales. Los generadores pueden suscribir contratos con los agentes del mercado y despachar ofertas al ISO en forma separada del mercado organizado. Tienen que pagar

cargos por congestión asociados con sus ofertas basándose en la diferencia de los precios nodales entre los puntos de inyección y recepción. Estas ofertas, precios nodales y cargos por congestión constituyen "compromisos" que pueden ser ajustados en tiempo real sometiendo ofertas de ajuste a los mercados de rebalanceo.

El modelo tiene propietarios de la transmisión que son otros agentes diferentes. Estos propietarios reciben como compensación el costo de servicio por el uso de la red y los costos de mantenimiento. Las inversiones nuevas en transmisión son realizadas por los inversores del mercado, que son compensados mediante el valor de Derechos de Ingresos de Congestión (también denominados Contratos de Transmisión de la Congestión o Derechos de Transmisión Financieros) asociados. Estos derechos financieros representan el derecho a recibir rentas de congestión definidas como la diferencia entre los precios nodales entre los dos nodos (punto a punto) cubiertos por el contrato, multiplicado por la cantidad de derechos contratados. La cantidad de derechos financieros punto a punto está fijada ex ante y asignada a los tenedores a fin de reflejar la estimación de la capacidad de la red de canalizar ofertas que utilicen plenamente estos derechos. Los desvíos entre los recursos de transmisión utilizados efectivamente y los derechos asignados dan lugar a excesos o defectos de la recaudación del ISO con respecto a lo que debe pagar a los tenedores. En los Estados Unidos y en Australia, las propuestas de inversión de tipo mercantil son complementadas por la posibilidad de suscribir opciones por parte de los propietarios de la red.

En estos esquemas la separación entre la propiedad de la red y el ISO es motivada por el hecho de que en un sistema con propietarios múltiples de la red, hace que tengan, en general, intereses opuestos, y además porque los propietarios de una red enfrentan serios conflictos potenciales al operarla si su compensación varía en forma directa con las rentas de congestión. La existencia de un ISO independiente es una manera de mitigar los problemas potenciales que pueden surgir de la propiedad y el control comunes de los activos de transmisión y generación. Aunque también es cierto que la separación de la propiedad de la red y su operación puede ocasionar otros costos, tales como la coordinación ineficiente de actividades.

Al efecto de analizar la inversión en transmisión mercantil comencemos con un esquema de dos nodos en la figura siguiente (*escribe en el pizarrón*).



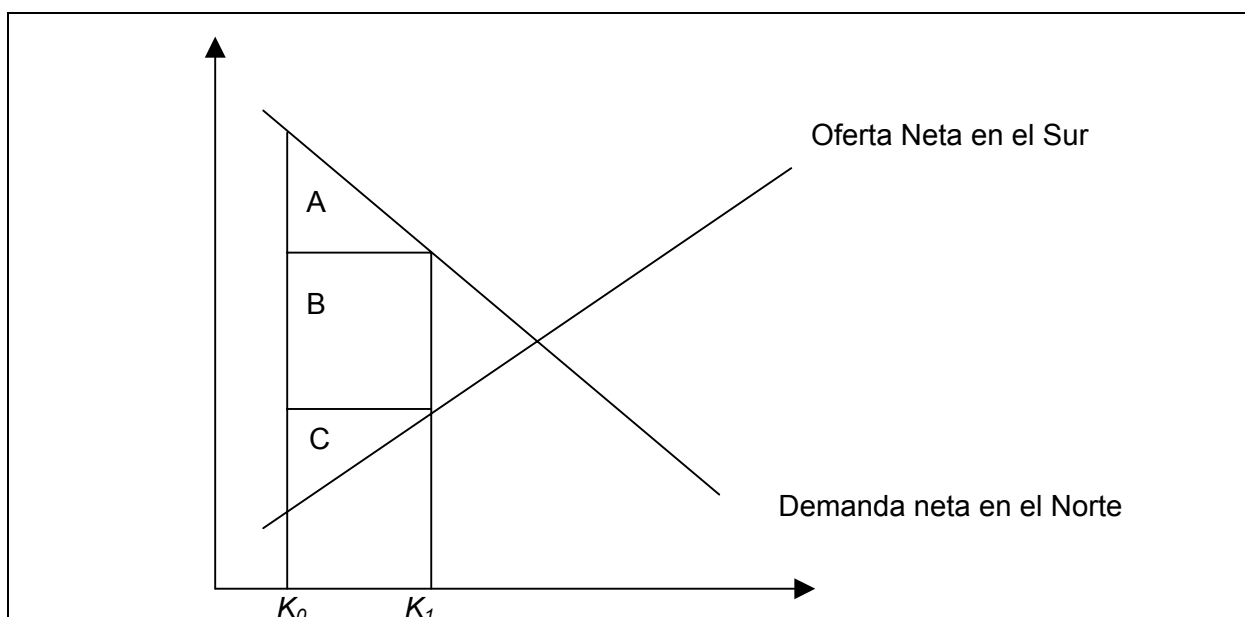
En esta figura, usuarios industriales y residenciales de una gran ciudad ubicada en el Norte (digamos, en el Gran Buenos Aires) adquieren potencia barata del Sur (digamos, de la zona del Comahue) y probablemente de otras fuentes costosas en el Norte. Empero, la capacidad

de la línea del Sur al Norte está limitada por K , y esto obliga al operador del sistema a despachar según el orden de méritos, habilitando a generadores más costosos en el Norte, aún cuando los generadores del Sur estarían interesados en abastecer la demanda a menor precio. El racionamiento de capacidad es implementado mediante dos precios nodales, p_S y p_N que resultan de equilibrio en ambos mercados. La diferencia, igual a η , constituye el precio sombra de la capacidad de transmisión (o renta de congestión).

Imaginemos ahora un incremento marginal de la capacidad de transmisión, δK , que permite transportar un KWh adicional desde el Sur al Norte, reemplazando a un operador marginal del Norte a un costo más reducido. Si el constructor de esta capacidad marginal es remunerado por un monto igual al precio sombra de la restricción, el constructor realizará la obra si su costo de construcción no excede a η . Empero, si el actual propietario es quien realiza la obra y debe ser compensado mediante rentas de congestión, no tendrá incentivo a realizar la obra si el ingreso adicional η menos el costo de expandir la capacidad es inferior a la renta de congestión sobre las unidades intramarginales $-K \, d\eta/dK$.

Este argumento descansa sobre varios supuestos que pueden verificarse o no. En primer lugar, implica que los mercados del Norte y el Sur son equilibrados por precios que reflejan los costos marginales de producción y la disposición marginal al pago. De esta forma, la renta de congestión percibida por los agentes refleja los ahorros sociales derivados de la inversión. Sin embargo, si el generador del Norte tiene cierto poder de mercado y las importaciones están restringidas, el generador puede elevar el precio retirando capacidad, con lo cual $p_N > c_N$ (es decir, el precio será superior al costo marginal en el Norte). La renta de congestión estará sobreestimando el ahorro de costos asociados con el reemplazo de una unidad de potencia generada en el Norte por una unidad de potencia generada en el Sur. Alternativamente, un generador con poder de mercado en el Sur puede lograr elevar el precio p_S retirando capacidad de producción. En este caso, la renta de congestión subestima las ganancias de expandir la capacidad de la línea, lo que resulta en sub-inversión por parte de los agentes.

Supóngase que los mercados de energía son competitivos y tales que las curvas de demanda y oferta reflejan la verdadera disposición a pagar o los costos marginales sociales, y el mercado es equilibrado mediante precios nodales. En caso de una expansión de capacidad que es indivisible, desde K_0 hasta K_1 , el excedente creado es igual a la suma de las áreas A, B y C de la figura siguiente. El valor de los derechos de transmisión es B. Este es un problema que surge por la indivisibilidad del equipamiento.



Resulta así un sub-incentivo de la indivisibilidad existente. Otra fuente de indivisibilidad para la expansión de la red puede existir por la escasez de derechos de paso, por ejemplo un corredor único entre una fuente barata y un área cara.

Pasando a otro factor que puede estar presente, las inversiones en transmisión se refieren a activos de larga vida, con su valor dependiendo de la situación de la oferta y la demanda sobre muchos años en el futuro. Ello puede requerir algún tipo de coordinación que puede resultar difícil cuando existe algún poder de mercado o si las inversiones son indivisibles.

Las inversiones que se caracterizan por mejoras sobre una red existente (las inversiones de *profundización*) sólo serán implementadas, en general, por los propietarios de las líneas existentes, pues definir un "acceso competitivo a inversiones de profundización" plenamente integradas con la red existente desde un punto de vista físico y de mantenimiento crea problemas de incentivos en situaciones de propiedad descentralizada. Hay problemas de riesgo moral que se plantean para poner en práctica una política de acceso efectivo de otros agentes a la inversión en transmisión.

MINISTRO (*inquisitivo*).- ¿Riesgo moral? ¿Ahora vamos a especular sobre la moralidad de los agentes?

ASESOR.- Perdón por el término utilizado, es un poco técnico. Pero refleja una situación típica en algunos mercados, como el del seguro. Para explicarlo, hagamos un pequeño ejercicio imaginando a una persona que ha contratado un seguro contra incendio sobre su propiedad. Si la mala suerte hace que el individuo tenga el siniestro, que termina costándole 100 mil pesos, pero la compañía de seguro le reembolsa 150 mil pesos, el asegurado puede no tener incentivos para evitar el incendio (toma menores precauciones que las debidas, por ejemplo) y, en realidad, puede terminar provocándolo. Esta tendencia a que el seguro provoque un cambio del comportamiento es llamada riesgo moral. Lo importante de este fenómeno es que resulta como una consecuencia simple del comportamiento humano a buscar mayores beneficios, y ni siquiera requiere que el agente actúe en forma intencional (por ejemplo, para provocar un incendio). Por ese motivo, los seguros usualmente no cubren la totalidad de las pérdidas estimadas como posibles. Ahora podemos imaginar que una política que permita el acceso de terceros a líneas existentes puede dar lugar a que el propietario no tenga todos los incentivos apropiados para mantener en forma correcta las instalaciones si, de cualquier manera, estos terceros llevarían a cabo las inversiones necesarias.

Un problema que se torna más agudo en redes con loop flows es que la capacidad real de una línea suele depender de parámetros de ambiente exógenos, y como los operadores del sistema tienen una amplia discrecionalidad al definir e implementar restricciones de seguridad, ello puede afectar los flujos de potencia en tiempo real. Esto da lugar a que aún sistemas con un buen mantenimiento enfrenten la posibilidad de que su capacidad se vea reducida ante cortes bruscos por factores ambientales. Esto da lugar a diferentes cuestiones sobre el número de derechos financieros que deben ser asignados sobre el sistema existente y como consecuencia de nuevas inversiones. La identificación objetiva de las rentas de congestión requiere separar la propiedad del despacho al efecto de obtener una estimación insesgada, lo cual da lugar a problemas de riesgo moral en equipos humanos.

Los flujos en loop que ya hemos visto dan lugar a complicaciones adicionales, en primer lugar por la dificultad de definir la "capacidad" creada por una inversión y sus derechos financieros asociados en una red con tres o más nodos y flujos en loop. En segundo término, el corte parcial de un link puede afectar la capacidad y los precios nodales en otros links de modo menos directo que en el caso de dos nodos (por ejemplo, hay varias limitaciones a la importación en California que dependen de la disponibilidad de links desde

el Southwest hacia California Sur, desde el Northwest hacia California, restricciones que actualmente son administradas mediante "nomogramas" que definen cortes implementados cuando las restricciones se vuelven operativas). Y finalmente, como ya hemos visto, la adición de capacidad puede tener un valor social negativo, a lo que debe sumarse que en estas condiciones las inversiones pequeñas no puedan ser consideradas como marginales.

Cuando la red es radial, con múltiples nodos de generación pero sin loop flow, los derechos de transmisión son fáciles de conceptualizar como derechos "basados en los links" y que reflejan la capacidad del link. Estos derechos pueden ser físicos o financieros. Con redes con más de dos nodos y loop flow, hay dos maneras de introducir los derechos financieros. Una es usando derechos basados en los links, que constituyen derechos asociados con cada línea de transmisión de la red y, en el caso de derechos financieros, mediante el pago de un dividendo igual al precio sombra de la congestión de cada línea. El otro enfoque propuesto por otro importante economista que se ha ocupado de este tema, William Hogan, consiste en especificar derechos financieros punto a punto, desde cada nodo de inyección a cada nodo de recepción en la red, con derechos que pagan un dividendo igual a la diferencia de los precios nodales en los nodos originada en la congestión. Estos derechos pueden resultar negativos. Para el caso general de una red con múltiples nodos con loop flow, Hogan ha considerado un sistema de derechos de transmisión punto a punto que serán definidos y asignados a través de un proceso en el cual son calculadas, en primer término, todas las combinaciones físicas factibles de contratos bilaterales entre los puntos de inyección y recepción. Este proceso debe ser llevado a cabo por el operador del sistema realizando simulaciones de la red bajo diversas condiciones de oferta y demanda, utilizando modelos de cargas. Este proceso es puramente físico. Un segundo proceso es utilizado luego para definir combinaciones específicas de derechos y capacidades sobre la frontera del conjunto factible que serán asignadas inicialmente a los agentes del mercado. Una vez asignadas se transforman en propiedad de los agentes. Estos derechos pueden ser negociados en mercados secundarios. Las inversiones en nueva transmisión son traducidas en términos de derechos de transmisión incrementales a través de los efectos que estas inversiones tienen sobre el desplazamiento de la frontera inicial de todas las transacciones bilaterales factibles y las configuraciones asociadas de capacidades/derechos punto a punto. La literatura asume en general que (a) el conjunto factible inicial y los desplazamientos de su frontera están bien definidos (no hay incertidumbre sobre los parámetros relevantes), (b) el conjunto factible no varía con cambios en las variables aleatorias exógenas, y (c) los desplazamientos de la frontera del conjunto factible no se traducen en combinaciones de derechos/capacidad no factibles, posteriores a la inversión, o alternativamente que hay arreglos comerciales eficientes para asegurar la factibilidad.

Joskow y Tirole señalan que existen factores de índole teórica así como empírica que ponen en peligro estos supuestos. Por un lado, el conjunto factible de arreglos bilaterales que puede ser llevado a cabo sin causar congestión y sus capacidades y derechos asociados depende de parámetros ambientales exógenos. La teoría puede ser adaptada para contemplar derechos contingentes según el estado, en cuyo caso se viola el supuesto (b). También el supuesto (a) puede ser objetado. Los operadores del sistema tienen una sustancial discreción al definir e implementar restricciones de seguridad que afectan los flujos de potencia en la red en tiempo real. En redes complejas, la evaluación de factibilidad necesaria para determinar las numerosas configuraciones alternativas de derechos de transmisión que son simultáneamente factibles y las configuraciones de derechos de transmisión creadas por las nuevas inversiones involucran muchos supuestos discrecionales y, en la práctica, estarán basándose en modelos de flujo de cargas que resultan aproximaciones a las redes reales, sujetas a la discrecionalidad del operador del sistema y que pueden resultar aproximaciones no aptas en condiciones de stress cuando las pérdidas son importantes y las restricciones de contingencia aplicables. Lo que se supone factible y lo que es realmente factible puede diferir, especialmente cuando las restricciones de potencia reactiva y de tensión son importantes. El modelo de transmisión mercantil no puede operar

como una mano invisible, dado que alguna autoridad regulatoria deberá tener la capacidad de simular las cargas en la red, aplicar criterios de contingencia, definir conjuntos factibles y cambios en los mismos asociados con las inversiones en transmisión, asegurando que las asignaciones son compatibles con numerosas contingencias.

Consideremos finalmente el supuesto (c). Excepto en redes radiales, la expansión de la red creará nuevas asignaciones factibles y convertirá en no factibles otras asignaciones inicialmente factibles. De tal manera que la expansión puede alterar los derechos de propiedad. Este problema ha sido reconocido, aunque no demasiado claramente en la arena política, y se ha propuesto que el agente que construye una nueva línea deje intactos los derechos de propiedad, lo que en general requiere que el agente inversor compense por las pérdidas (comprando los existentes y devolviéndolos a los propietarios iniciales que fueron expropiados).

La inversión mercantil es más apropiada para las nuevas expansiones. Pero como la construcción de una línea requiere un tiempo en general sustancial e implica incertidumbre sobre la disponibilidad de autorizaciones para su construcción y sobre los precios nodales que regirán en el futuro distante, surgen distintas preocupaciones tales como: (a) la disponibilidad de financiamiento, especialmente teniendo en cuenta el elevado riesgo de largo plazo de la transmisión; (b) la credibilidad de la obra vis-à-vis otras inversiones de menor plazo (especialmente proyectos de generación) y (c) la incertidumbre y el oportunismo regulatorios, debido a que los gobiernos y los reguladores tienen una discreción sustancial sobre la rentabilidad de los proyectos energéticos. Esto motiva que proyectos cuyos retornos dependen fuertemente de las políticas gubernamentales sean llevados a cabo por el Estado o por empresas reguladas bajo un esquema de costo-del-servicio, pero difícilmente por empresas privadas a menos que la protección legal contra la expropiación pueda ser instrumentada por el sistema jurídico.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Como Usted dice, licenciado, bajo la combinación de imperfecciones asociadas con las economías de escala, corredores de transmisión escasos, inversiones de profundización de la red, mercados faltantes, racionamiento mediante cantidades, carencia de definiciones de los derechos de propiedad y poder de mercado de los generadores, no es extraño que sean utilizados argumentos a favor de monopolios naturales regulados en el sector eléctrico más que en otros sectores. La experiencia con los mercados de potencia liberalizados sugiere que su performance se deteriora en forma significativa cuando hay un pequeño monto de sub-inversión en transmisión y generación. Como la electricidad no es almacenable, tiene una demanda altamente inelástica en el corto plazo y los mercados asociados operan bajo restricciones físicas y de confiabilidad que es difícil de captar en el sistema de precios, una pequeña sub-inversión puede ocasionar un elevado impacto sobre la congestión y los precios de mercado, incrementando los problemas de poder de mercado y llevando a utilizar mecanismos cuantitativos para balancear la oferta y la demanda cuando los mercados no pueden equilibrarse rápidamente. En cambio, cuando hay escasa congestión los mercados de potencia competitivos parecen funcionar apropiadamente. Luego, los costos sociales equivalentes de la sub-inversión y la sobre-inversión en transmisión son probablemente asimétricos: los costos sociales de demasiado poca transmisión son mayores que los costos sociales de excedentes.

ASESOR.- ¡Exactamente eso es lo que señalan Joskow y Tirole! Veo que usted ha seguido muy de cerca mis comentarios. Ahora, las alternativas a un mecanismo mercantil puro son (a) utilizar un monopolio regulado Transco (como en Gran Bretaña y Gales, España y otros países) para la inversión en transmisión, (b) tener un sistema mixto en el cual se realicen tanto inversiones mercantiles como reguladas, como en Australia. No se ha estudiado mucho sobre los mecanismos regulatorios a las Transco, tal vez porque los costos de transmisión son una pequeña fracción (del 3% al 8%) del costo total de la electricidad y porque no se juzgó históricamente que la congestión de la transmisión fuera a constituir un

problema grave. Pensando en las cuestiones que deben ser aplicables de la literatura sobre regulación, surge que: (1) el mecanismo regulatorio debe permitir a las transcos ganar ingresos suficientes para cubrir sus costos de capital y de operación; (2) el mecanismo regulatorio debe facilitar incentivos para que la firma opere e invierta; (3) el regulador adoptará en general distintas prácticas para mejorar la calidad de su información, pero nunca tendrá información perfecta y existirá asimetría informativa con la empresa; (4) esta asimetría creará un tradeoff entre proveer buenos incentivos a la firma regulada y proveerle ingresos suficientes para cubrir sus costos.

Mientras que en el modelo de inversión mercantil los costos de los inversores son compensados al recibir las rentas de congestión, para una transco regulada debería estar claro que no es conveniente adoptar un mecanismo regulatorio que le permita mejorar su compensación con las rentas de congestión o con el excedente (ηK) asociado con la congestión, ya que esto dará al propietario de la transmisión el incentivo de reducir la capacidad para incrementar los precios de congestión.

Una forma de obtener esto es remunerar a la transco, mediante la suma de las áreas A+B+C creada por la inversión (*señala el pizarrón*). Bajo este esquema, la transco *enfrenta el costo social de la congestión*. Dejan de ser un problema la indivisibilidad de la inversión, el loop flow, el atributo de constituir una profundización de la inversión, la especificación de los derechos de transmisión y otros problemas asociados con el esquema mercantil. En la medida que el costo de los cortes esté apropiadamente registrado en el costo de redespacho, no existe problema en aparear los objetivos de las transcos y del operador del sistema. Sin embargo, existen costos, de los cuales Joskow y Tirole identifican como posiblemente relevantes a la manipulación de ofertas (en el caso de integración con la generación), la existencia de mercados de energía spot pequeños, la extracción de rentas por el esquema de incentivos; y los incentivos a distorsionar la información sobre inversiones en transmisión a fin de inducir a los usuarios a invertir.

MINISTRO (*entusiasmado*).- Entonces, déjeme adivinar la conclusión de todo este análisis, en un esquema institucional como el nuestro que se parece bastante a un modelo de inversión mercantil, no tiene por qué haber problemas graves si funcionan las instituciones... Pero vamos a pedir café (*pide café por el intercomunicador*).

ASESOR.- Señor Ministro, usted lo ha dicho, no debería haber problemas.

SECRETARIO DE ENERGIA.- ... Y una forma en la que puede funcionar es precisamente lo que yo te comentaba sobre el FREBA. Continuando con lo que decía, las iniciativas presentadas por sus miembros al Comité Técnico serían evaluadas en términos de su impacto sobre los usuarios de la red, medioambiente y otros aspectos. Cada proyecto estipularía un canon anual que debe ser pagado a la compañía de transmisión que estaría a cargo de la construcción, operación y mantenimiento de la línea. Una vez tamizada por el Comité Técnico, que acompaña una opinión técnica sobre cada propuesta, ésta sería votada por los usuarios de la red, ya sea en términos de una objeción o de un pedido de compensación. Un pedido de objeción debería demostrar que el proyecto en cuestión no acarrea beneficio social positivo a los usuarios de la red Provincial. Una solicitud de compensación podría ser presentada por usuarios de la red negativamente afectados por externalidades, basados en sustentos técnicos y económicos. Existe un proceso de votación, análisis y referendum en la asamblea de estas solicitudes, especialmente del monto de compensación solicitada.

El mecanismo previsto por el FREBA permitiría resolver el problema asociado a la falta de inversiones en transmisión, mediante un procedimiento de autorrevelación de los beneficios por parte de sus miembros, permitiendo una reducción de los costos de transacción por su carácter descentralizado, como han señalado recientemente dos economistas amigos.

ASESOR.- Empero, con rendimientos significativos a escala de la inversión, la situación puede dar lugar a que "nadie dé el primer paso" y la nueva inversión no se concrete nunca. Hogan ha traído a colación el caso de California, que se encuentra en medio de un proceso de facilitar fondos presupuestarios para inversiones en generación que resultan alternativas de otras inversiones en transmisión. Para algunos, esta circunstancia justifica la reaparición del Estado como inversionista en operaciones de envergadura. Sin embargo, también debe tenerse en cuenta que, una vez tomado este camino, existe el riesgo de que el sistema se deslice por una pendiente pronunciada cada vez más a favor de la intervención del Estado, revirtiendo la filosofía de la reestructuración llevada a cabo en la década de los noventa.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Sin embargo, a pesar de los años que llevo tratando de entender estos problemas y de defender una política de no ingerencia estatal, lo que usted dice me deja algo confundido. Suponga que en el medio de una discusión para mejorar una parte de la red –voy a hacer la hipótesis de que esta mejora beneficia sustancialmente a algún operador X y que las mejoras que pueden explotar los otros agentes de la coalición formada son de menor entidad- alguno de los agentes que tienen un beneficio menor anuncia su oposición a conformar la coalición. Si todos los que se encuentran en la misma situación hacen lo mismo, no hay financiación suficiente, y el proyecto de mejora debe abandonarse. Pregunto ¿no debería hacerse cargo el Estado de esa inversión?

ASESOR.- Es un tema para discutir, según lo veo yo. También podría imponerse alguna regla obligatoria de participar en la coalición, que lleve a combatir el comportamiento de los *free-riders*.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Y X agradecido... (*Entra un ordenanza trayendo café*).

MINISTRO.- Esta reunión se ha extendido más de lo que yo pensaba, pero creo que hemos llegado a algunas conclusiones valiosas. Por de pronto, me queda claro que éste es un sector en el que siempre voy a estar medio asustado y que, tal vez, los problemas de escala, coordinación entre los distintos operadores o la conducta egoísta de algunos de ellos requieran una actitud activa, no contemplativa, de mi parte. Y segundo, creo que esta discusión de *free-riders*, Estado y *tutti quanti* podemos dejarla para otro momento. ¿Por qué no tocás el tema en el curso de regulación? En una de éstas los alumnos te ayudan a encontrar una solución.

SECRETARIO DE ENERGIA.- Voy a tratar de motivarlos. Ellos ni se imaginan que han actuado, en el fondo, como mis asesores secretos en los años que llevo en el cargo.

ASESOR.- Señor Ministro, comparto lo que usted acaba de decir. Déjeme agregar, para concluir, que sus sucesores serán algo más afortunados. El cambio tecnológico probablemente afectará este panorama en los próximos años. La impedancia de las líneas de transmisión – la oposición total a la corriente alternada – depende no sólo de la resistencia de la línea (como en el caso de los flujos DC) como también de la interacción entre las líneas y el equipamiento eléctrico. Los transformadores y los motores almacenan energía en campos magnéticos, creando una impedancia inductiva que hace que las ondas de corriente se retrasen con respecto a las ondas de tensión. Los capacitores y las líneas de transmisión largas almacenan energía en campos eléctricos, creando impedancias capacitivas que hacen que las ondas de corriente se anticipen a las de tensión. La impedancia de una línea de transmisión es fija y no puede ser fácilmente alterada en plazos cortos. Sin embargo, la impedancia puede ser modificada en las líneas de transmisión insertando capacitores o reactores en serie.

En una red de transmisión amplia, la potencia es transferida de un punto a otro según la impedancia del sistema interviniente, la tensión en los extremos emisor y receptor y el

cambio de ángulo de fase entre la emisión/recepción de voltaje final. A medida que se transfiere más potencia, aumenta esta diferencia de tensión (caída de tensión). Normalmente se establecen márgenes de seguridad para evitar fluctuaciones amplias de la tensión. Uno de los aspectos que está siendo actualmente desarrollado permitirá facilitar el control de la impedancia y el ángulo de fase, antes mencionados. En particular, está el caso del flujo de potencia desde una fuente a una carga en condiciones en que hay varias líneas que las conectan; usualmente, las líneas con menor impedancia transmitirán más potencia, lo que implica que ciertas líneas resultarán sobrecargadas mientras que otras tendrán capacidad ociosa. El dilema del loop flow resulta así de la dificultad inherente de controlar la corriente alternada y del uso creciente de sistemas altamente interconectados para la transmisión.

El efecto final sobre los usuarios puede ser un corte de energía o un problema de nivel de tensión suficientemente severo como para interferir con equipamiento electrónico sensible. La protección de líneas, transformadores y otros equipos, está habitualmente a cargo de interruptores de circuito en las subestaciones, que desconectan la potencia del sistema cuando se detectan variaciones potencialmente peligrosas. Estos interruptores a menudo deben ser cerrados manualmente, causando cortes extensos en los sistemas de distribución. Las compañías americanas están considerando en forma creciente alternativas que van desde la instalación de fuentes de potencia interrumpibles (UPS), que permiten suficiente energía como para enfrentar cortes breves, hasta la puesta en marcha de nuevas instalaciones que ofrecen un backup de potencia completo para cada planta.

Uno de los productos más apreciados de la segunda revolución del silicón es el de los transistores – switches de alta potencia que juegan un rol similar a los transistores de baja potencia y los circuitos integrados de la primera revolución del silicón. Su uso involucra desde el incremento de los flujos de potencia reduciendo la impedancia total, a la regulación de tensión en una línea sobrecargada. Las TCSC o líneas controladas por transistores ofrecen la perspectiva de mejorar el flujo de potencia protegiendo el sistema de transmisión contra la inestabilidad de cambios repentinos de la impedancia a fluctuaciones de la potencia.

Otro cambio importante estará asociado al desarrollo de sistemas de transmisión de corriente flexible alternada (sigla FACTS en inglés). Estos sistemas implican el uso de microelectrónica de alta potencia para mejorar la controlabilidad y la capacidad de los sistemas de transmisión de las empresas de servicios públicos de distribución, permitiendo la carga sin riesgos de los conductores hasta su límite térmico, reduciendo el margen de generación necesaria por incremento de la capacidad utilizable y evitando cortes en cadena al limitar los efectos de fallas de los equipos. Estos mecanismos de control de potencia influirán sobre las redes de transmisión y distribución en los próximos años.

MINISTRO.- Mis sucesores tal vez serán más afortunados, como usted dice, pero no podrán tener la excitación de haber vivido, como yo, un momento de inflexión importante. (TELON)

Referencias bibliográficas:

Una descripción de los aspectos principales de la reforma del sector eléctrico argentino puede ser obtenida en [11]. Véase también [2], [9] y [10]. El libro que menciona el Secretario de Energía es [33]. En [32] se encontrará un tratamiento más amplio de las características especiales de los mercados eléctricos. La evolución mensual de los precios de la electricidad en el mercado de California se encuentra en [29]. Las obras principales de H. Scarf con respecto a la ausencia de convexidad en una economía son [25] y [26]. Otro trabajo relevante, citado en el texto por el Asesor, es [22]. Para un análisis crítico, véase W. Hogan and B. Ring, en [15]. Hogan y Ring analizan un esquema de pagos ligeramente diferente al analizado en el texto, denominado "minimum-uplift pricing", que resulta más cercano a la práctica habitual y que parece tener efectos más positivos sobre los incentivos. El libro de G. M. Heal, [13] Parte 2 contiene una aplicación de mecanismos de planificación en condiciones de rendimientos crecientes a escala y otros tipos de falta de convexidad. Para la topología de la red,

reviste interés el trabajo [7]. Chao, Peck, Oren y Wilson en [6] argumentan que CAISO utiliza un modelo de redes que *aparentemente* es radial entre las zonas, pero que la definición de derechos de transmisión y cargos por congestión permite manejar, además, redes con loops. Sobre la paradoja de Braess, véase [12]. El ejemplo de externalidades en una red de transmisión a cargo del Asesor está tomado de [11] y basado en [20]. Un análisis de los problemas regulatorios de la transmisión puede encontrarse en [27]. Los esquemas institucionales alternativos de procedimiento en la transmisión pueden ser analizados en los siguientes documentos: [3], [4], [5] y [6]. Para un enfoque crítico, véase [16] y [24]. También [22]. El trabajo de J. Tirole y P. Joskow es [30]. También [17]. Para un análisis del FREBA, del que se han tomado datos que se incorporan en este documento, véase [1]. Sobre el cambio tecnológico previsible en la industria eléctrica, cf. [28].

EL MAPA EN LA OFICINA DEL MINISTRO



La transmisión eléctrica es uno de los subsistemas componentes de los sistemas eléctricos nacionales que ha despertado mayor interés en años recientes, como lo prueba la importante cantidad de trabajos publicados en diversos medios. *Cables Suelto* es un estudio de los diversos problemas que se plantean en un sistema de transmisión, dramatizado al efecto de darle un atractivo formal a un tema árido técnicamente, facilitando de esta manera su utilización para la capacitación ejecutiva.

Como se señala en [23], para otros productos más mundanos que la electricidad, un servicio de transporte eficiente requiere la operación coordinada de activos de producción y transporte geográficamente dispersos para satisfacer demandas también geográficamente dispersas al menor costo posible. Este servicio integrado no puede ser provisto por un "proveedor de transporte" usando sólo los activos de transporte, dado que requiere coordinación de todos los activos de producción y transporte. En un mercado competitivo esto sucede de manera más o menos automática, a medida que los agentes individuales compran y venden en forma competitiva los diversos servicios que necesitan o bien, producen en distintos lugares y tiempos. La situación es algo más complicada con la electricidad, porque los arreglos de mercado deben ser integrados con el despacho físico y, por consiguiente, presentan fuertes características monopolísticas. Pero en la electricidad como en otros casos, una competencia eficiente y efectiva requiere un acceso abierto a los mercados para comerciar y suscribir contratos, y no solamente el transporte físico de los activos.

El tema ha sido abordado mediante el análisis de un caso al efecto de servir para la actividad docente. Para abordar un tema complejo como éste, es útil cierto conocimiento mínimo de los circuitos eléctricos. En el trabajo se ha incluido en una nota un resumen de algunos temas básicos de la física de los circuitos eléctricos y el lector podrá consultar en [19] aspectos más profundos. De esta manera el estudiante podrá prepararse para enfrentar el funcionamiento de una red eléctrica con alguna base. Si se tiene en cuenta lo señalado en [14], que sostiene que el mercado eléctrico de California fue el diseño más prominente de un mercado construido alrededor de la falacia de que las características especiales de una red de transmisión no eran más que detalles y que podían ser ignorados al diseñar este mercado, el estudiante podrá sopesar la importancia de respetar las restricciones impuestas por la física.

Sin embargo, un curso sobre el tema de la transmisión eléctrica es bastante diferente a estudiar clases de física. La economía del problema es importante también, y en *Cables Suelto* se aprecian las siguientes unidades temáticas:

- 1) Coordinación colectiva de decisiones, servicio público y efectos de tipo externo (Esc 2)
- 2) Tecnologías no convexas, indivisibilidades y despacho centralizado * (Esc 3).
- 3) Redes malladas, subrayándose el rol activo que desempeña el operador del sistema y el papel del progreso tecnológico * (Esc 3).

² Esta Guía ha sido preparada para servir de orientación al docente.

* El enfoque matemático del despacho, el cambio tecnológico que es previsible en los próximos años para los mercados eléctricos y el análisis de los derechos de transmisión han sido incluidos sólo en esta versión del documento dirigida a reguladores y economistas con cierta formación matemática.

4) Problemas de distinto tipo que enfrenta el administrador de una red de transmisión, especialmente en materia de incentivos a la inversión (Esc 3), que desemboca en el enfoque de los derechos de transmisión *.

5) Mecanismos colectivos que pueden surgir para resolver los problemas de 4). En la provincia de Buenos Aires, los agentes del mercado constituyeron un Foro colectivo para tratar los problemas mencionados (Esc 2 y 3).

El docente evaluará la conveniencia de repasar previamente la teoría de la economía del bienestar y de las tecnologías que presentan fallas de convexidad. Una presentación general puede ser consultada en [31]. Como el curso puede ser brindado a alumnos con una formación muy heterogénea (ya se trate de una maestría especializada, de un curso ejecutivo para especialistas en servicios públicos o para integrantes de organismos de regulación provincial) es importante determinar qué áreas del conocimiento pueden requerir una insistencia especial con material complementario. La referencia [18] contiene una introducción que puede ser recomendada para obtener una cierta convergencia inicial de conocimientos.

Las lecciones básicas que se desprenden de este documento, y que el docente debería tratar de que sean asimiladas por los alumnos, pueden ser resumidas en:

- Un sector como el de transporte de electricidad que absorbe entre el 3% y el 8% del costo total de la electricidad puede ser responsable de problemas importantes, incluyendo el fracaso de un plan privatizador. La experiencia negativa experimentada por otros países en esta área debe ser capitalizada, lo cual no implica volver necesariamente a los esquemas del pasado pre-privatización. En cambio, deben implementarse nuevos mecanismos, en forma creativa, para resolver estos problemas.

- Se requiere un enfoque interdisciplinario al abordar ciertos temas de la economía pública. Un enfoque puramente económico puede conducir a graves errores de diseño, mientras que una lectura puramente tecnológica de los datos no permitirá obtener la solución relevante. Esto requiere la colaboración entre especialistas en distintos campos.

- El alumno deberá comprender que los efectos de los incentivos de los distintos agentes deben ser tenidos en cuenta. Se puede diseñar un sistema que parece óptimo pero que, puesto en marcha, el grupo humano no se encuentra con la disposición a implementarlo. Esta lección es también útil para el político y el administrador de la hacienda pública, que suelen adoptar un enfoque tecnocrático sin comprender la "trama sutil" de intereses e incentivos que un esquema de política puede implicar al ser aplicado a un grupo humano.

- Pese a la afirmación del Secretario de Energía, de que "el mercado eléctrico no tiene nada que ver con los mercados comunes", el alumno debería terminar apreciando los instrumentos que el análisis económico le ofrece para comprender el problema, desde los esquemas de oferta y demanda para ser utilizados en la economía de los precios nodales hasta los modelos de despacho óptimo en situaciones de indivisibilidad del equipamiento. También es importante que el alumno trate de encontrar en otros documentos evidencia a favor o en contra de las posturas adoptadas por los actores. En tal sentido, internet puede ofrecer una asistencia considerable (el alumno debería intentar encontrar en el material disponible en la red, documentos que permitan fundamentar las posturas que sean adoptadas).

Proceso de enseñanza

La discusión de este caso supone que los alumnos han leído previamente material vinculado con la *organización del sistema eléctrico argentino* (véase [11]) y del *foro creado en la provincia de Buenos Aires para la solución cooperativa de los problemas eléctricos en esa provincia* (véase [1]). En caso de utilizarse la versión completa del documento, los alumnos deben estar previamente familiarizados con los *problemas de asignación de recursos* para lo cual habrán leído en forma previa el material básico correspondiente (véase [31] y el artículo de Hogan y Ring [15]).

El profesor comenzará la clase planteando el problema de cómo organizar un sistema eléctrico que, como el argentino, tenía al momento de su reestructuración graves ineficiencias. El docente tratará de obtener de los alumnos que distingan entre los segmentos de generación, transporte y distribución, y en particular que puedan formularse en forma clara los problemas que deben resolverse en cada uno de estos segmentos.

Familiaridad con el caso argentino permitirá que el alumno entienda el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y los procedimientos usados por el organismo encargado del despacho de un sistema eléctrico. A continuación, se sugiere analizar el "problema del despacho" que en Argentina realiza CAMMESA, a cuyo efecto el docente planteará cómo pueden ser enfrentadas las restricciones sobre niveles mínimos y máximos de generación resolviendo un problema descentralizado de optimización de los generadores. Por ejemplo, podrá preguntar (cuando se utiliza la versión completa): "Ahora bien, la pregunta que tenemos que hacernos es ¿cómo puede el organismo encargado del despacho descentralizar el problema de manera que éste se transforme en un problema de maximización de beneficios?"

Llegados a este punto, los alumnos estarán en condiciones de analizar los problemas específicos de gestión de una red de transmisión. El docente brindará entonces un resumen sobre la física de las redes, para pasar a plantear a manera de ejercicio los casos expuestos de redes malladas con tres nodos y que permitirán que los alumnos extraigan información sobre los problemas de falta de direccionalidad de la corriente. Por ejemplo el docente, luego de analizar los dos primeros casos, puede preguntar en los términos siguientes: "Hemos analizado la situación que se plantea en el Caso 2 del documento pero ahora vamos a suponer que una de las líneas de transmisión, por ejemplo la (CB), tiene un límite superior a la cantidad de energía que puede transportar, por ejemplo de 500 MW. En este caso, ¿me pueden decir qué generadores van a estar operativos?" A los alumnos que sostengan que debería estar operativo el generador C (que es el de menor costo del sistema) el docente podrá repreguntar: "Pero en ese caso, ¿Por dónde iría la energía generada en el nodo A? ¿No violaría esto las leyes físicas?"

A continuación, el docente definirá las características de un esquema de "transmisión mercantil" subrayando la función de los derechos transados en ese sistema, y planteando a los alumnos la pregunta acerca de la posibilidad de descentralizar totalmente la transmisión, por ejemplo: "Bien, hemos visto que los arreglos a que llegan los agentes en un sistema de transmisión, con negociación de derechos en mercados secundarios que permiten corregir los efectos de las externalidades de la red, pueden ser utilizados para lograr una eficiente asignación de recursos aún en sistemas de transmisión mallados. La pregunta que tenemos que hacernos ahora es si podemos decir que se puede prescindir de una autoridad regulatoria, ya que corregidos los efectos de las externalidades, los mercados parecen administrar en forma eficiente el funcionamiento de un sistema eléctrico."

Esta cuestión constituirá un tópico previo al tema de la inversión en una red de transmisión. *A esta altura, los alumnos deben estar convencidos de que una solución simple de los*

problemas de transporte de energía no está al alcance de la mano, y de que una coordinación cuidadosa es requerida para evitar problemas en un sistema eléctrico.

El docente preguntará si la constitución del foro regional en la Provincia de Buenos Aires es un mecanismo apto para la autorregulación del sistema eléctrico en esa provincia, a cuyo efecto los alumnos habrán leído previamente los mecanismos de funcionamiento del foro (descritos en [1]).

Finalmente, el docente realizará una breve discusión de los cambios tecnológicos que es posible identificar en el sector eléctrico para los próximos años (ver [28]) lo que permitirá cerrar el capítulo sobre las restricciones impuestas por la tecnología.

Plan de preguntas

Las preguntas, que serán distribuidas a los alumnos al comienzo de la clase, abarcan los temas siguientes:

- (1) ¿Por qué se dice que, en una red sometida a congestión, la transmisión presenta características de *bien público*? ¿Cuáles aspectos de la estructura de la red son los que crean problemas de *externalidades*? ¿A quiénes perjudican estas externalidades? ¿A quiénes benefician?
- (2) ¿Cuándo podríamos decir que la separación de los segmentos de generación, transporte y distribución de un sistema eléctrico es *errónea*?
- (3) ¿Existe algún mecanismo que permita mediante su ejercicio corregir el problema derivado de la *incompletitud de los mercados eléctricos*?
- (4) ¿Por qué ha habido escasa inversión privada en transporte de electricidad? ¿Hay alguna forma de resolver el problema dentro de una economía de mercado?
- (5) ¿En qué aspectos la tecnología impone restricciones insalvables para resolver el problema del transporte de electricidad?
- (6) ¿Qué inconvenientes puede traer aparejados el cambio institucional del tipo FREBA? ¿Debería el Gobierno intervenir en el proceso de inversiones, complementando o sustituyendo la acción de los agentes?

La pregunta (1) se refiere a la dificultad que existe en una red congestionada en asignar consumos específicos a nodos determinados. En el Caso 3 analizado en el texto, la congestión del arco (CB) da lugar a la exclusión del generador C del despacho y a la elevación del costo marginal de los clientes ubicados en B a \$10/MW. En consecuencia, la tarifa más baja correspondiente al nodo generador en C no puede ser aplicada. Otra forma de ver el problema es apreciar que el costo para el cliente B₁ se ha elevado como resultado de la incorporación de un nuevo cliente B₂ al despacho (externalidad). Este efecto es producido por la interdependencia de la red de transmisión y la falta de direccionalidad de la energía.

La pregunta (2) da lugar a un interesante análisis de la demarcación de las líneas de transporte, transmisión y sub-transmisión en un sistema mallado. Un criterio simple de separación estriba en distinguir a las líneas según el nivel de tensión transportado. Sin embargo, cuando el sistema de transmisión es mallado el transporte da lugar al fenómeno de loop flow, implicado por las leyes de Kirchhoff. Según estas leyes, sujeto a la capacidad de transporte de cada línea, se verificarán flujos paralelos en las distintas líneas de una red

mallada. Un sistema erróneo de separación entre la generación, el transporte y la distribución podría dar lugar a que líneas de sub-transmisión y distribución terminen realizando funciones de transporte y transmisión, con una sobrecarga de tensión, lo cual es típico de las redes eléctricas pertenecientes a sistemas con alta densidad de población y actividad industrial. En esta situación podría haber dificultades en coordinar las decisiones de las distribuidoras y la transportista (esta situación es analizada con cierto detalle en [9] y [10]).

Un mercado es *incompleto* cuando no existe la posibilidad de realizar transacciones que permitan equilibrar oferta y demanda, típicamente cuando se analiza al mercado operando bajo una cierta configuración que podría verificarse en ciertas condiciones tecnológicas hipotéticas (por ejemplo bajo parámetros ambientales adversos). Esto requeriría la instrumentación de sistemas de precios *contingentes*. Las imperfecciones de los mecanismos de control y monitoreo y las restricciones que impone el balanceo en tiempo real del sistema eléctrico hacen que los mercados eléctricos sean esencialmente incompletos, aunque existe la perspectiva de que el cambio tecnológico puede mejorar en el futuro las perspectivas de monitoreo y control. Esto responde a la pregunta (3).

La pregunta (4) tiene conexión con los precios nodales que remuneran al propietario por las diferencias de precios entre los nodos de inyección y extracción (o renta de congestión). El propietario se guía no solamente por el nivel alcanzado por la renta de congestión, que corresponde a la unidad marginal de energía transportada entre un nodo y el otro, sino además por la renta de las unidades intra-marginales, que se vería reducida de realizarse la inversión. Adicionalmente, otros empresarios considerarán a la inversión realizada sobre obras pertenecientes a otro propietario (inversiones de profundización) como altamente complejas en materia de derechos y obligaciones, por lo cual es probable que no sean llevadas a cabo a pesar de presentar rentas de congestión atractivas. Existen formas de implementar derechos sobre nuevas inversiones que remuneran al propietario, pero las inversiones de profundización tienen factores de riesgo moral que las hacen complejas de ser ejecutadas por otro inversor que no sea el propietario.

En cuanto a la pregunta (5), cabe mencionar que la física de la red impone restricciones importantes, que sin embargo pueden ser aligeradas mediante la inserción de capacitores o reactores en serie, la instalación de fuentes de potencia interrumpibles (UPS), de switches de alta potencia (tristores) y el desarrollo de sistemas de transmisión que mejoran la controlabilidad y la capacidad de los sistemas de transporte, reduciendo el margen de generación necesaria por incremento de la capacidad utilizable y evitando los cortes en cadena.

La pregunta (6) puede dar lugar a una discusión importante sobre la inserción del sector eléctrico dentro de la política general del Estado. Los alumnos distinguirán entre distintos tipos de aproximación al problema, desde la definición de pautas regulatorias que deberían ser aplicadas en contextos con elementos de bienes públicos y externalidades, hasta la participación efectiva en inversiones sobre la red. El docente propondrá a los alumnos que formulen los criterios en función a los cuales cabría evaluar estas alternativas.

La conclusión del documento pretende dejar una sensación de "final abierto" que podrá ser elaborado por el docente. Al término de la clase se pedirá a los alumnos que realicen un inventario de las principales enseñanzas dejadas por la sesión. Asimismo, se buscará analizar qué sucedió en el mercado argentino en años recientes con vistas a los problemas de transmisión identificados en clase.

Bibliografía

- [1] Abdala M. A. and Spiller P. T., *Decentralized investment and quality decisions in Common-Pool Networks*, Córdoba (2000), Asociación Argentina de Economía Política.
- [2] Bastos C. y M. Abdala, *Reform of the electric power sector in Argentina*, Buenos Aires, Marzo 1993
- [3] Chao Hung-po and Stephen C. Peck, *A market mechanism for electric power transmission*, Journal of Regulatory Economics, 10:1 (1996).
- [4] Chao Hung-po and Stephen C. Peck, *An institutional design for an electricity contract market with central dispatch*, Energy Journal, 18:1 (1997).
- [5] Chao Hung-po and Stephen C. Peck, *Reliability management in competitive electricity markets*, Journal of Regulatory Economics, 14:1 (1998).
- [6] Chao Hung-po, Stephen C. Peck, Shmuel Oren and Robert B. Wilson, *Flow-based transmission rights and congestion management*, Electricity Journal (October 2000).
- [7] Cho In-Koo, *Competitive equilibrium in a radial network*, (2002).
- [8] Economides N., *Network Externalities, Complementarities and Invitations to Enter*, January 1995.
- [9] FIEL, *El transporte de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires, Alternativas de reorganización*, Agosto de 1996.
- [10] FIEL, *La transmisión de energía eléctrica – Incentivos a la provisión eficiente y a la expansión de capacidad*, Mayo 1997.
- [11] FIEL, *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos. Teoría y Experiencia Argentina Reciente*, Buenos Aires, 1999, Capítulo 13 (La Regulación del Sector Eléctrico).
- [12] Hagstrom J. N. and R. A. Abrams, *Characterizing Braess's Paradox for Traffic Networks*, Proceedings of IEEE 2001 Conference on Intelligent Transportation Systems 837-842.
- [13] Heal G. M., *Teoría de la Planificación Económica*, Barcelona, 1977.
- [14] Hogan, W. *California Market Design Breakthrough*, January 2002.
- [15] Hogan W. and B. Ring, *On Minimum-Uplift Pricing for Electricity Markets*, March 2003.
- [16] Hogan W. *Transmission Market Design*, April 2003, Electricity Deregulation: Where to From Here?, Conference at Bush Presidential Conference Center, Texas, A&M University.
- [17] Joskow P. and J. Tirole, *Merchant Transmission Investment*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, February 2003.
- [18] Koopmans T. C., *Tres Ensayos sobre el Estado de la Ciencia Económica*, Bosch, 1980.
- [19] Kuphaldt T. R., *Lessons in Electric Circuits*, 2003.
- [20] MacKie-Mason, J.K. *A Spatial "Smart Market" for Electric Power and Transmission*, Preliminary Draft, Dept. of Economics, University of Michigan, 1995.
- [21] O'Neill R., P. Sotkiewicz, B. Hobbs, M. Rothkopf y W. Stewart Jr *Equilibrium Prices in Markets With Nonconvexities*. March, 2001.

- [22] O'Neill R., U. Helman, B. Hobbs, W. Stewart and M. Rothkopf, *A Joint Energy and Transmission Rights Auction: Proposal and Properties*, Federal Energy Regulatory Commission, Working paper, Febrero 2002.
- [23] Ruff Larry E. *Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma*, en M. Einhorn and R. Siddiqi, *Electricity Transmission Pricing and Technology*. Kluwer, 1996.
- [24] Ruff Larry E., *Flowgates vs. FTRs, and Options vs. Obligations*, August 2000.
- [25] Scarf H. *Mathematical Programming and Economic Theory*, Operations Research, May-June 1990.
- [26] Scarf H. *The Allocation of Resources in the Presence of Indivisibilities*, Journal of Economic Perspectives, Fall 1994.
- [27] Serrani H., Erias P., Cafaro O., Camino L. Márquez H. *Regulación del transporte*, ITBA, diciembre 2001.
- [28] Stahlkopf K., *The second Silicon revolution*, in Einhorn M. and Siddiqi R. *Electricity transmission, Pricing and Technology*, Kluwer, 1996.
- [29] *Statement of Professor Paul L. Joskow before the Committee on Governmental Affairs - United States Senate*, June 13, 2001.
- [30] Tirole J. y P. Joskow . *Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks*, November, 2002.
- [31] Varian Hal R., *Microeconomic Analysis*, Third Edition, Norton, 1992.
- [32] Wilson R., *The architecture of power markets*, Research Paper Series, Stanford Univ. September 2001.
- [33] Woolf F., *Global Transmission Expansion: Recipes for Success*, Penn Well, Tulsa, 2003.