

LA TRANSMISIÓN: EL DESAFÍO PARA LA REGULACIÓN

Héctor Luis Ruiz.
Transener S.A.

Diferentes Estados transformaron el sector eléctrico, buscando alcanzar a través del mercado competitivo, objetivos que podrían sintetizarse en la siguiente expresión: **Búsqueda de eficiencia económica, con las restricciones que impone la equidad y la seguridad de aprovisionamiento en el largo plazo.**

La industria eléctrica presenta particularidades que impiden que funcione naturalmente en forma competitiva, por lo que resulta necesario aplicar medidas regulatorias, las que buscan generar incentivos para que los participantes del mercado, tomen decisiones que desemboquen en el objetivo planteado.

Mediante esta estrategia se lograron avances notorios.

Sin embargo, la naturaleza de la energía eléctrica impide que se adapten conceptos aplicables a otros mercados, dificultando la regulación.

Del análisis de diferentes realidades surge que las redes de transmisión, no evolucionan en la medida necesaria para alcanzar el objetivo. La demanda crece, las redes se saturan, el sistema eléctrico y el mercado se debilitan.

Los derechos de congestión aparecen como una alternativa viable para incentivar inversiones, ventaja que no ha sido explotada en Argentina.

Por otro lado se observa la conveniencia de que, mientras no se encuentren las soluciones regulatorias adecuadas, el rol de la Autoridad Energética debería ir más allá de la prospectiva y planificación indicativa, generando planes alternativos que compensen la diferencia entre la realidad y el objetivo.

INTRODUCCIÓN

Diferentes Estados han transformado el funcionamiento del sector eléctrico, buscando objetivos que se definen de distintas formas: Incentivar la inversión privada, retirar al Estado del rol empresario, disminuir los costos del servicio, proteger al consumidor, y otras; pero el objetivo final podría sintetizarse en la siguiente expresión: **Búsqueda de eficiencia económica, con las restricciones que impone la equidad y la seguridad de aprovisionamiento eléctrico en el largo plazo.**

La experiencia ha demostrado que los mercados competitivos son el ámbito más apto para alcanzar este objetivo.

Ahora bien, la efectiva posibilidad de funcionamiento de un mercado eléctrico, está inevitablemente ligado a la existencia de un sistema de transmisión eficiente, que permita vincular la oferta y la demanda, con un nivel de calidad y seguridad aceptada por los participantes y por los Organismos del Estado.

Del análisis de diferentes realidades, surge que los actores privados y los Organismos del Estado comparten en la actualidad, un ámbito de trabajo en el que permanecen algunos problemas irresueltos, entre ellos, las ampliaciones del sistema de transmisión para lograr una red robusta, que posibilite un mejor aprovechamiento de los recursos y nos aleje de la posibilidad del colapso. Esto nos indica que no se han generado todavía las señales adecuadas para incentivar las ampliaciones.

La correcta interpretación de la función del transporte eléctrico, sus particularidades y sus costos, es crucial para emitir señales correctas al mercado.

Este trabajo se compone de tres partes principales:

En la primera parte se presenta la función de la transmisión, la incidencia de las leyes físicas en el transporte de energía eléctrica (lo que diferencia sustancialmente al transporte eléctrico del

transporte de masas y de otros servicios), las externalidades, el origen y los efectos de la congestión, y los costos de la transmisión.

En la segunda parte se detalla el concepto de derechos de congestión, el uso y los beneficios de los mismos en el ámbito de generadores y consumidores, así como la contribución que pueden hacer para concretar ciertas ampliaciones de la red de transmisión.

En la tercera parte, se trata la regulación Argentina en los aspectos relacionados con la congestión y las ampliaciones de la red de transporte.

Primera Parte

FUNCIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión permite vincular Generación y Consumo en diferentes situaciones, su existencia está ligada a ubicación relativa entre las fuentes primarias de energía y el consumo, y últimamente también a razones ambientales. En el fondo, la existencia del transporte eléctrico esta ligada a una ecuación económica y a decisiones estratégicas.

Las funciones principales de las redes de transmisión son las siguientes:

- **Transporte de energía desde sitios distantes de la demanda:** cuando la fuente de energía primaria impone la ubicación de la central, como en el caso de energía hidroeléctrica o geotérmica; o cuando el estudio económico indica que conviene instalar la central del lado del yacimiento de combustibles, como en el caso de centrales a gas o carbón.
- **Transporte de energía hacia sitios distantes del sistema existente:** cuando la demanda se ubica distante del sistema y la generación local no es viable por diferentes razones técnicas y económicas.
- **Interconexión para compartir reservas:** las diferentes centrales eléctricas y sus componentes asociados necesitan desenergizarse para mantenimiento, o pueden sufrir desperfectos, por lo que para evitar cortes se prevén reservas. Uniendo subsistemas mediante líneas de transmisión se pueden disminuir el número de reservas.
- **Transmisión para optimizar el despacho económico:** siempre dos sistemas diferentes tienen costos marginales diferentes, si se los vinculan se reduce el costo marginal total. Normalmente la reducción del costo marginal total implica una reducción de la tarifa media.
- **Transmisión para aprovechar economías de escala:** Cuando existen demandas relativamente pequeñas (sistemas de demandas reducidas) para instalar generadores de gran porte, la interconexión permite adaptar equipos de gran potencia a la demanda conjunta, con lo que se aprovechan las ventajas económicas de los grandes grupos de generación de alto rendimiento.
- **Interconexión para facilitar la competencia:** La transmisión permite crear el mercado. En mercados mayoristas competitivos, la transmisión permite incrementar el número de participantes, reduciendo la posibilidad de ejercicio de poder de mercado.
- **Transporte eléctrico por razones ambientales:** en los países con fuertes recursos en carbón (Rusia, Inglaterra) y a los efectos de disminuir el impacto que significa su transporte, se construyen centrales en boca de mina y se transporta la energía eléctrica.
Cuando los centros urbanos están fuertemente contaminados y las normas ambientales impiden la instalación de más industrias, las centrales se construyen suficientemente alejadas y se transporta la energía eléctrica.

El sistema de transmisión es ineludible cuando se busca la optimización de recursos, y representa una condición “sine qua non” para la existencia de un mercado competitivo.

PARTICULARIDADES DE LA ELECTRICIDAD

Algunas de las características que hacen que conceptos de otros mercados no sean extrapolables al Mercado Eléctrico son las siguientes:

- (a) **La energía eléctrica no es económicamente almacenable**, sobre todo para la demanda. Mientras en otros mercados se pueden aplicar políticas de stock, en el mercado eléctrico no es posible.
- (b) **Se debe mantener un equilibrio instantáneo** (fracciones de segundos) entre la oferta y la demanda, para mantener la estabilidad del sistema. Esto crea límites en la transmisión y la necesidad de servicios auxiliares (control de frecuencia, reserva de potencia, etc.), particularidades que no tienen nada que ver con otros mercados.
- (c) **Se requiere un Sistema de transmisión para vincular a los participantes**. Los participantes están naturalmente aislados, y para poder entregar el producto es necesario un vínculo físico permanente: el sistema de transmisión.
- (d) **El sistema de transmisión está sujeto a congestión**, y cuando esto ocurre se fracciona el mercado. Relacionado con la congestión está la confiabilidad y las leyes físicas que gobiernan los flujos eléctricos (más adelante al abordar los costos de la transmisión veremos en detalle esta particularidad). La cantidad de energía a transportar está condicionada por el propio vínculo y por el estado de la red interconectada, debiéndose limitar la potencia transmitida a valores que no pongan en riesgo el suministro, mas allá de los niveles que complejos estudios técnico-económicos indiquen como eficientes. Estos límites que definen las restricciones del sistema de transmisión, son difíciles de establecer; una falla en las estimaciones puede generar un colapso, mientras que el exceso de seguridad resulta muy costoso.
Surgen así las restricciones del sistema de transmisión, las que pueden fundarse en tres razones:
 - **Térmica:** Relacionada con aspectos físicos de los conductores principalmente. La corriente debe limitarse por el calentamiento de los conductores, lo que afecta al lubricante interno y dilata los conductores disminuyendo su distancia al suelo.
 - **Nivel de tensión:** Condicionado por calidad del producto que se establezca.
 - **Estabilidad:** limitado por la seguridad del sistema. Este punto es muy relevante en 500 kv y más aún en sistemas preponderantemente radiales como el Argentino.

Cuando una línea ha llegado al límite de su potencia transmisible, a raíz de las razones citadas, decimos que existe Congestión y a partir de ello tenemos tres consecuencias principales:

- No es posible aprovechar la energía proveniente de la planta de generación más económica.
- Se ha disgregado el Mercado, facilitando el ejercicio de Poder de Mercado, en ambos extremos de la línea.
 - Los precios de la energía en distintos puntos del sistema serán diferentes. Si construyéramos una línea para eliminar la congestión los precios se igualarían nuevamente; entonces podemos decir también que el **Sistema de Transmisión es un transportador de precios**.
- **La energía eléctrica no es trazable** desde generadores a consumidores, a diferencia del transporte de masas (gas, agua, bienes en general) o de información (telefonía, internet, etc), lo que dificulta la tarificación del sistema de transmisión, en especial la de las ampliaciones de la red de transporte.
- (d) **El servicio de transmisión presenta las características de monopolio natural**. La estructura de costos y las leyes físicas que gobiernan los flujos de energía, suprimen la posibilidad de competencia en el servicio de transporte, imposibilitando que los usuarios puedan elegir entre muchos transportistas. Esta característica hace que las regulaciones impidan a los transportistas comprar y vender energía, al mismo tiempo que aplican el principio de acceso abierto.
- (e) **Los transportistas operan y mantienen el sistema de transporte**, reciben por ello una tarifa que solo retribuye el costo de operación y mantenimiento (incluida la rentabilidad), por lo que las decisiones de inversión deben originarse en los usuarios del transporte: Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores.
- (f) **La demanda no responde en tiempo real al precio**. En cualquier otro mercado el consumidor conoce el precio al que está comprando, pero en energía eléctrica el precio spot cambia a cada instante, por lo que la demanda en el corto plazo se comporta como totalmente inelástica. El cambio en el precio que se genera al operar el despacho económico, con sus variaciones

instantáneas y estacionales, produce una gran volatilidad en el precio, lo que afecta también a las decisiones de inversión. Esto se suma a la incertidumbre que genera el necesario principio de acceso abierto, que todas las regulaciones aplican y que posibilitan la actuación de *free riders*.

- (g) **Las ampliaciones del sistema de transmisión son discretas.** Las ampliaciones no pueden seguir al incremento de la demanda en forma continua, necesariamente se realizan en forma escalonada, involucrando inversiones relevantes.

Estas particularidades dificultan la aplicación de medidas regulatorias exitosas en otros mercados, no es fácil generar los incentivos justos para impulsar decisiones de inversión que se anticipen al desabastecimiento. Todavía permanecen problemas irresueltos al menos en la gran mayoría de los casos. Particularmente las redes de transmisión, por la falta de inversión, se van debilitando, restringiéndose la operación económica del mercado, y reduciéndose las posibilidades de desconexión del equipamiento para realizar actividades de mantenimiento; si esto no se corrige, la expectativa no es otra que la repetición de desabastecimientos o colapsos.

EL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DE LA TRANSMISIÓN

“El Valor de Corto Plazo del Servicio de Transmisión entre dos puntos, es igual a la diferencia de los precios spot de esos dos puntos, siempre que esos precios spot reflejen en cada lado el Costo Marginal de Generación del Sistema, las pérdidas y la congestión” (Schweppe 1988).

Sobre esta línea de razonamiento se desarrolla esta parte del trabajo.

Costos totales de la red de transmisión

Los Costos Totales de una Red de Transmisión pueden separarse en los siguientes componentes principales:

1. Tasa de Retorno y Depreciación del Capital.
2. Operación y Mantenimiento para asegurar que la red esté en buenas condiciones.
3. Pérdidas en que se incurren para la transmisión.
4. Costo de oportunidad de las restricciones del sistema.

Costos marginales de la red de transmisión

El Costo Marginal del Servicio de Transmisión se define como el impacto en el costo del Sistema cuando se inyecta un Mw adicional en un nodo.

Estos Costos Marginales incluyen dos componentes principales:

1. Pérdidas Marginales de la red.
2. Costo de Oportunidad por no poder transportar energía más barata debido a la Congestión de la Red de Transmisión.

En un Mercado ideal los cargos por el Servicio de Transmisión podrían ser iguales al Costo Marginal de Corto Plazo de provisión del servicio. Sin embargo, a causa de la característica de rentabilidad creciente de escala (costos decrecientes de escala) que presenta la Red de Transmisión, la tarifa por Costo Marginal puede no generar los retornos suficientes para cubrir las inversiones de capital; esto dificulta el establecimiento de una tarifa eficiente y equitativa para el Sistema de Transmisión.

Por otro lado tenemos el hecho de que las leyes físicas son las que gobiernan el flujo de energía en la red, complica la toma de decisiones en inversión y en tarificación.

Por ejemplo, dados dos caminos en paralelo entre un Generador y un Consumidor, la energía fluirá según las resistencias relativas de los dos caminos; diferente de los casos de commodities en los que se puede elegir el trayecto a seguir para el transporte, la Energía Eléctrica se moviliza por todos los caminos disponibles.

Esto nos lleva a considerar las externalidades de red, ya que ante una acción (aumento o disminución de carga) de un agente, se puede afectar severamente a otro, como veremos más adelante al tratar los efectos sobre los precios de la congestión.

Schweppe investigó los Costos de Transmisión incluyendo las leyes físicas (1988); su conclusión fue que el valor de Corto Plazo del Servicio de Transmisión entre dos puntos cualesquiera, es la diferencia de precios spot entre esos dos puntos, cuando los precios spot reflejan los costos marginales de generación, las pérdidas marginales del sistema y la congestión.

La ley de Kirchhoff y el flujo de energía

El análisis real y completo de la red requiere modelar los flujos activos y reactivos.

Los flujos activos se deben a los consumos que se transforman en trabajo (calefacción, motores, etc.). Los flujos reactivos se deben a consumos capacitivos e inductivos y su valor neto es cero; sin embargo, los consumos reactivos imponen costos reales en el sistema ya que estos pueden causar cambios no deseados de voltajes en las redes y además son requeridos niveles de corriente más altos, los que serían innecesarios si los flujos reactivos no existieran.

Nosotros no analizaremos ambos flujos de corriente alterna, nos limitaremos a un análisis de corriente continua por su simplicidad, y porque igual podemos capturar los conceptos que nos interesan.

En los puntos siguientes se demuestra analíticamente la incidencia de las leyes físicas en el manejo de las redes eléctricas y en los costos así como las externalidades. Si el lector prefiere evitar estos puntos por la presencia de fórmulas, puede pasar al título **La congestión y el costo Marginal**.

Modelo con dos nodos

Consideremos la interconexión paralelo entre el nodo E y el nodo S indicado en la Figura 1. Por las leyes físicas la energía fluirá desde el nodo E al nodo S a través de las dos líneas de acuerdo a sus resistencias relativas. (ver ecuaciones de flujo indicadas en la figura 1)

$$\text{Flujo 1} = 1x(B/B+A)$$

$$\text{Flujo 2} = 1xA/(B+A)$$

Hasta aquí vimos como se distribuyen los flujos, veamos ahora, usando las ecuaciones anteriores, como la restricción de una línea afecta la capacidad total del vínculo entre los dos nodos y la potencia transmisible por la otra. Figura 2.

Supongamos:

- Que la resistencia de la línea 1 es igual a la mitad de la resistencia de la línea 2.
- Que la capacidad máxima de la línea 1 es de 10 MW.
- Que la capacidad de la línea 2 no presenta límites para la potencia disponible en generación.

$$R1=A; R2=B; A=B/2$$

$$\text{Flujo 1 máximo} = 10 \text{ MW} = PT \times B / (B+B/2) \Rightarrow PT = 10 \times 3/2 = 15 \text{ MW.}$$

La Potencia Total (PT) transmisible desde el nodo E al nodo S sujeto a la restricción impuesta por la línea 1 es de 15 MW, aún cuando la Línea 2 tiene un límite muy superior

$$\text{Flujo 2} = PT - \text{Flujo 1} = 15 - 10 = 5 \text{ MW.}$$

La potencia transmisible por la línea 2 sujeto a la restricción impuesta por la línea 1 es de 5 MW, aún cuando la Línea 2 tiene un límite muy superior.

Modelo de tres nodos

Para analizar un modelo con tres nodos utilizamos la técnica de superposición. No se consideran las pérdidas (las pérdidas pueden ser estimadas separadamente).

Supongamos los nodos A, B y C interconectados por 3 líneas; por simplicidad hacemos que A y B sean nodos generadores y C sea el centro de demanda, tal como se indica en la Figura 3.

A los efectos de determinar la trayectoria de energía entre los nodos, primero hacemos como si B no existiese e inyectamos energía desde A, luego hacemos lo mismo para determinar el flujo proveniente de B hacia C y finalmente sumamos los flujos de cada línea obtenidos en los dos pasos anteriores.

Este procedimiento nos permitirá conocer las ecuaciones físicas que gobiernan los flujos entre los nodos.

En el ejemplo α , β y γ son las resistencias de cada línea; X es la potencia inyectada desde A e Y la potencia inyectada desde B.

Consideremos los flujos que se originan cuando solo inyectamos desde A. Figura 4

$$\phi_{x AC} = X \cdot (\beta + \gamma) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

$$\phi_{x ABC} = X \cdot \alpha / (\alpha + \beta + \gamma)$$

Veamos ahora los flujos que se originan cuando sólo inyectamos desde B. Figura 5

$$\phi_{y BAC} = Y \cdot \gamma / (\alpha + \beta + \gamma)$$

$$\phi_{y BC} = Y \cdot (\alpha + \beta) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

Ahora sumamos los flujos por cada línea para conocer la expresión de los flujos totales por cada línea.

$$\phi_{AC} = (X \cdot (\beta + \gamma) + Y \cdot \gamma) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

$$\phi_{BC} = (X \cdot \alpha + Y \cdot (\alpha + \beta)) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

$$\phi_{AB} = (X \cdot \alpha - Y \cdot \gamma) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

Con estos conceptos analizaremos el costo marginal en un despacho económico de un pequeño sistema.

La congestión y el costo Marginal

Recordemos primero algunos conceptos generales sobre el funcionamiento de un mercado eléctrico. Buscamos maximizar el bienestar social neto (beneficios menos costos) mediante un despacho competitivo, sujeto a restricciones físicas impuestas por la red de transmisión.

Si la red de transmisión tuviera capacidad infinita, los generadores se despacharían de acuerdo a su costo marginal de generación con los ajustes por pérdidas en la red. En la realidad, cuando la red está fuertemente cargada y las líneas han superado su límite de seguridad especificado, el operador del área debe redespachar sus recursos disponibles para relevar la congestión. Algunas plantas de generación más baratas deben reducir su entrega, y el balance se logra despachando otras más costosas según una lista de mérito que surge de ofertas realizadas por generadores. (Figuras 7 y 8) Por causa de las leyes físicas, una restricción en una línea impactará en los flujos de energía de todas las otras líneas de transmisión, y consecuentemente en el precio spot de los nodos de toda la red. Ver figuras 9 y 10.

Los límites de transmisión normalmente surgen de modelar la red aplicando contingencias N-1 y redistribuyendo los flujos, determinando así los valores de interés para restricciones térmicas, de estabilidad y de nivel de tensión.

Ahora tomaremos un ejemplo numérico para evaluar el costo marginal de la energía en una red con restricciones de transporte.

Consideremos la red presentada en la Figura 6. Supongamos para este análisis que la línea que une el nodo 1 con el nodo 3 tiene una límite térmico de 200 MW, mientras que las otras dos líneas no presentan limitaciones para los valores de potencias disponibles en generación.

Asumamos que el centro de demanda se encuentra en el nodo 3 y que se dispone de generación en los nodos 1 y 2.

Para hacer el problema más descriptivo consideremos los siguientes valores de resistencia para cada línea: 1.5 para la línea 1-2, 0.5 para la línea 2-3 y 1.0 para la línea 1-3. X e Y son las potencias inyectadas.

Potencia máxima transmisible al nodo 3 cuando sólo inyectamos desde el nodo 1 respetando la restricción de la línea 1-3.

$$\phi_{13 \max} = X_{\max} \cdot 2/3 = 200 \text{ Mw}; \quad X_{\max} = 3 \cdot 200 / 2 = 300 \text{ Mw}.$$

Potencia máxima transmisible al nodo 3 cuando sólo inyectamos desde el nodo 2 respetando la restricción de la línea 1-3.

$$\phi_{213} = Y_{\max} \cdot 0,5/3 = 200 \text{ Mw}; \quad Y_{\max} = 3 \cdot 200 / 0,5 = 1200 \text{ Mw}$$

Siguiendo con el mismo ejemplo, analicemos como se distribuyen los flujos cuando el nodo 3 nos demanda 840 Mw.

$$X + Y = 840 \text{ Mw}$$

$\phi_{x \ 13} + \phi_{y \ 213} = 200 \text{ MW}$; poniendo todo en función de X y de Y resulta:

La potencia que se debe inyectar desde cada nodo para satisfacer la demanda respetando la restricción existente en la línea 1-3:

$$Y = 720 \text{ MW}$$

$$X = 120 \text{ MW}$$

Ahora calculamos los flujos de cada línea debido a la inyección que se produce en cada nodo.

$$\phi_{x \ 123} = 120 * 1/3 = 40 ; \phi_{y \ 213} = 720 * 1/6 = 120 ; \phi_{\text{Línea 1-2}} = \phi_{x \ 123} - \phi_{y \ 213} = - 80 \text{ Mw}$$

$$\phi_{y \ 23} = 720 * 2,5/3 = 600 \text{ Mw} ; \phi_{\text{Línea 2-3}} = \phi_{x \ 123} + \phi_{y \ 23} = 640 \text{ Mw}$$

Analizando los resultados vemos que si la demanda es mayor que 300 Mw y por cuestiones económicas X estaba entregando toda esa potencia, para enviar el próximo MW a la demanda, necesariamente X debe bajar la generación e Y debe compensar esa caída y adicionar lo suyo para satisfacer la demanda.

Veamos ahora que es lo que pasa con el costo marginal en el nodo 3.

Supongamos que el precio que se paga al generador de X es $P_x = 10 \text{ \$/MWH}$ y que el precio correspondiente a Y es $P_y = 15 \text{ \$/MWH}$

¿ Cuanto vale la energía en 3 ?

Asumamos que partiendo de un estado como el anterior, de 840 Mw de demanda, el nodo 3 aumenta su consumo en 1 Mw; lo que ocurre es que X debe disminuir su aporte (si no lo hace se sobrecarga la línea 1-3) y consecuentemente Y debe compensar esa disminución y agregar el Mw adicional que requiere la demanda (esto es así por la relación de resistencias que existe entre los 2 caminos).

$$\Delta X + \Delta Y = 1$$

$$\Delta \phi_{x \ 13} + \Delta \phi_{y \ 213} = 0$$

$$\text{Operando: } \Delta Y = 4/3 \quad \text{y} \quad \Delta X = - 1/3$$

Vemos que ante un aumento de la demanda de 1 Mw, X debe disminuir su aporte en 1/3 de Mw e Y debe aumentar su aporte en 4/3 de Mw.

El costo marginal que por definición es el costo en que incurre el sistema para alimentar el próximo Mw de demanda sería el siguiente:

$$CMg \ 3 = CMg \ 1 * \Delta X + CMg \ 2 * \Delta Y$$

$$CMg \ 3 = 16,67 \text{ \$/MWH}$$

Analizando el valor del costo marginal 3 nos puede sorprender que resulte mayor que el mayor de los precios de generación, aún cuando no consideremos las pérdidas. Veamos cual es la explicación trabajando con valores del estado inicial.

	COBROS (\$)	PAGOS (\$)
D3	$16,67 * 840 = 14.000$	
X		$10 * 120 = 1200$
Y		$720 * 15 = 10.800$
	Diferencia	2000
	14.000	14.000

Explicación: Dijimos que Schweppe concluyó que la diferencia de precios entre dos puntos de la red representa el valor de corto plazo del servicio de transmisión cuando los precios contemplan:

El costo marginal de generación
El costo marginal de las pérdidas
La congestión

En este caso, como no consideramos las pérdidas, la diferencia es exactamente igual al costo de oportunidad de la congestión o renta de la congestión.

$Renta = \text{Energía transmitida} \times (PM - P_{nodo})$

Conclusiones.

En una red de transmisión, la restricción de una línea afecta la capacidad de transmisión de las otras que se encuentran interconectadas con ella.

Las leyes físicas gobiernan los flujos de energía en la red, y su distribución depende de las impedancias relativas, parámetros difíciles de modificar sin incurrir en grandes pérdidas.

El costo marginal de la energía en un mercado competitivo es igual a la suma del CMg de Generación y del CMg de la transmisión.

El costo marginal de la transmisión está dado por la suma del CMg de las pérdidas y del costo de oportunidad de la congestión.

Si precio igual a costo marginal es sinónimo de eficiencia (Beneficio social máximo), la situación de mayor eficiencia económica requiere considerar el costo de la congestión.

Segunda Parte

DERECHOS DE CONGESTIÓN

La transmisión de energía por cables encuentra resistencia, y las resistencias crean pérdidas; de aquí que el Costo Marginal de energía entre lugares diferentes, difiere al menos en el efecto marginal de las pérdidas respecto del Costo Marginal de la generación; incorporar esas pérdidas no requiere mayores cambios en la teoría y práctica de un Mercado Competitivo; el despacho económico puede tener en cuenta las pérdidas y el Precio del Mercado puede ajustarse como corresponde; técnicamente este despacho entregaría costos marginales y precios que dependen de la ubicación, pero el modelo básico de Mercado y su operación en el Corto Plazo pueden ser preservados.

La Congestión en la Transmisión tiene su efecto relacionado; las limitaciones en la red de transmisión, en el corto plazo pueden restringir grandes distancias de red para el movimiento de energía y en consecuencia imponer altos costos marginales en algunos lugares; la energía fluye por la red desde lugares de bajo costo a lugares de alto costo; si estas redes tienen un límite entonces, en períodos de alta demanda, no toda la energía que puede generarse en regiones de bajo costo puede ser usada y algunas plantas económicas deben reducir su entrega. En este caso, la demanda debe ser alimentada por plantas de generación con costos más altos y que no deberían funcionar, pero debido a la congestión deberán ser arrancadas. Ver figuras 9 y 10.

Los costos marginales de ambos lugares difieren debido a la congestión; el costo marginal del área más barata es no mayor que el de la planta que reduce su entrega y que de otra manera debería estar funcionando a pleno; en forma similar, el costo marginal en el área más costosa es no menor que el costo de la planta que se arrancó y que de otro modo debería estar parada; la diferencia entre esos dos costos netos de pérdidas, es la renta de la congestión.

Esta diferencia de costos marginales puede ser tan grande como el costo de generación en el área más barata; no es difícil encontrar casos reales donde los costos marginales de generación difieren un 100% respecto al más económico.

Si hay congestión en la transmisión, entonces el modelo de mercado a corto plazo debe incluir los efectos de las restricciones; el proceso de despacho debe producir los precios correspondientes a

cada lugar, incorporando los efectos combinados de generación, pérdidas y congestión. “Se generan precios diferentes en cada nodo”. Ver figura 10.

En términos de sus propios suministros y demandas, cada uno debería ver un solo precio, el cual es el costo marginal local basado en el precio de la energía en su lugar de conexión a la red.

Si el precio de la transmisión es necesario, la definición natural de la transmisión es la entrega de energía en un punto y el retiro en otro punto, por lo que el precio correspondiente a la transmisión debería ser la diferencia de precio de los dos puntos.

Esta misma estructura proporciona la idea aplicable a transacciones bilaterales; si dos participantes del mercado desean acordar transmisión entre dos puntos, el costo de oportunidad de la transmisión es exactamente la diferencia de precios entre los dos puntos.

Este tratamiento de precio de uso de la transmisión es, por lo tanto, eficiente y no discriminatorio.

Estos principios son perfectamente extensibles a una red mallada donde se sigue el mismo principio de despacho.

Con precios eficientes, los usuarios tienen el incentivo a responder a los requerimientos de una operación confiable.

El largo plazo. Contratos por suministro y Contratos Financieros de congestión.

Con los cambios en las condiciones de suministro, demanda y operación de la red, generadores y consumidores verán fluctuaciones en el precio de corto plazo; cuando la demanda es alta, se empleará generación más costosa, elevando los precios de equilibrio del mercado; cuando la transmisión se restringe, los costos de congestión cambiarán los precios en diferentes lugares.

Igualmente, sin restricción de la transmisión por congestión, los precios del mercado spot pueden ser volátiles; esta volatilidad en los precios presenta sus propios riesgos para generadores y consumidores, y será natural el interés en mecanismos de largo plazo para mitigar o compartir ese riesgo; la elección u opción en un mercado es por Contratos de Largo Plazo.

Tradicionalmente en muchos otros mercados, la noción de contratos de largo plazo implica asumir que consumidores y generadores pueden hacer un acuerdo comercial por una cierta cantidad de energía a cierto precio; lo que se asume implícitamente es que un productor específico funcionará para satisfacer la demanda de un consumidor específico. En la medida en que cambien las necesidades del consumidor, es posible que éste venda en un mercado secundario las diferencias, lo mismo que el generador.

Una operación eficiente en el mercado secundario podría garantizar el equilibrio y cada uno podría encontrarse con el verdadero costo de oportunidad.

Sin embargo, esta operación específica se encuentra en desacuerdo con la operación de corto plazo del mercado de electricidad; para alcanzar un despacho económico eficiente en el corto plazo, el despacho debe tener libertad en la selección de ofertas para decidir cuales plantas funcionarán y cuales no, independientemente del aprovisionamiento de los contratos de largo plazo, y con las complejas interacciones de la red, es imposible identificar cual generador está sirviendo a tal consumidor.

Todos los generadores están inyectando energía en la red y todos los consumidores están tomando energía de la misma red.

No está en el interés de los generadores o consumidores restringirse a su despacho y desperdiciar los beneficios del uso más económico de la generación disponible; las decisiones para el despacho de corto plazo deben tomarse independientemente y sin reconocimiento de ningún contrato de largo plazo; en este sentido, la electricidad no es como los otros commodities.

Este dictado de las leyes físicas gobernando los flujos de potencia en las redes de transmisión, no imposibilita los contratos de largo plazo, pero cambia el carácter esencial de los contratos; bien entendidos, los contratos no buscan controlar el despacho ni el mercado de corto plazo, sino que enfocan el problema de la volatilidad de precios, proveen un entorno al precio; no existen para el manejo de los flujos de energía sino para un manejo de los flujos de dinero.

Los precios de corto plazo proveen incentivos correctos a generadores y consumidores pero crean la necesidad de acotar los cambios de precios.

Reconocida la operación del mercado de corto plazo, el equivalente económico de contratos de largo plazo de energía, es uno que no requiere ninguna planta específica para generar para algún consumidor específico.

Consideremos un primer caso en que no existe congestión; en esta circunstancia, excepto por efecto de pequeñas pérdidas, es posible tratar toda la generación y consumo como si estuvieran en el mismo lugar; aquí el arreglo natural es contratar por la desviación de precio respecto del precio de equilibrio de mercado; un generador y un consumidor acuerdan en un precio por una cantidad fija de energía de 100Mw a 5 centavos. En una hora determinada si el precio del mercado es de 6 centavos, el consumidor paga 6 centavos y el generador recibe 6 centavos, pero el generador entrega al consumidor 1 centavo; en la hora subsiguiente el precio del mercado es 3, el consumidor paga 3 al mercado y el generador vende a 3 al mercado pero el consumidor paga 2 al generador.

Este tipo de contratos que es familiar en mercados de commodities, es conocido en el mercado eléctrico como “**Contrato por Diferencias**”.

En efecto, el generador y el consumidor tienen un contrato de largo plazo por 100Mw a 5 centavos; el contrato no requiere una interacción directa con el operador del sistema mas allá de las transacciones de corto plazo, pero, en la interacción con el operador la situación es mucho mejor que en el caso de un contrato de largo plazo entre un generador específico y un consumidor específico.

Hay otras variantes que se pueden aplicar en este tipo de contratos, pero vemos que un contrato de largo plazo de estas características es perfectamente compatible con el despacho económico del mercado de corto plazo.

En presencia de congestión de la transmisión, el contrato de generación visto es necesario pero no suficiente para acotar el precio de largo plazo.

Un acuerdo bilateral entre un generador y un consumidor puede capturar los efectos de movimientos agregados en el mercado cuando el precio de mercado sube o baja en condiciones como las vistas anteriormente, sin embargo, la congestión de la transmisión puede producir movimientos significativos en los precios, dependiendo del lugar. Si el consumidor está ubicado lejos del generador, la congestión de la transmisión probablemente lleve al consumidor a encontrarse con precios muy elevados y al generador con precios locales muy bajos; en estas condiciones el generador no puede compensar al consumidor por la diferencia de precios; hay algo que está faltando para enfrentar este riesgo; lo veremos en el párrafo siguiente.

En presencia de congestión, el dinero recolectado de los consumidores excederá sustancialmente lo pagado a los generadores; la diferencia es la renta de la congestión que surge como consecuencia de la restricción en la red de transmisión. Esta renta puede representar una fuente volátil de dinero, que si va a parar a manos del operador, por ejemplo, que es un monopolio, puede generar incentivos perversos que apunten a mantener o aumentar la congestión.

La solución conveniente para los dos problemas planteados, son los contratos de **derechos de congestión de largo plazo**; el contrato por derecho de congestión otorga el derecho de apropiarse de la renta de la congestión y con ello controlar las diferencias que impone la restricción de la red de transmisión. La operación de estos contratos en paralelo con los contratos de generación permite a los generadores y consumidores acotar la exposición al riesgo de la volatilidad del precio y con ello la volatilidad de los flujos de caja.

Los derechos de congestión y las inversiones

Dentro de un ambiente competitivo de electricidad ocurren nuevas inversiones, principalmente en plantas de generación e instalaciones de consumidores y también en transmisión.

En el caso de plantas de generación e instalaciones de consumo el proceso es directo. Asumiendo al mercado como competitivo, ningún generador ni consumidor es grande frente al mercado, hay insignificantes economías de escala y no hay barreras de entrada.

Generadores y consumidores pueden conectarse a la red en algún punto, sujetos solamente a algunos requerimientos técnicos que preserven el sistema de interconexión. Ellos tienen la opción de elegir contratos de aprovisionamiento o comprar y vender en el mercado de corto plazo a los precios nodales determinados por el despacho económico.

Si el consumidor o generador quiere una mayor certeza en los precios, puede celebrar contratos por diferencias o incluso buscar Derechos Financieros.

Todo esto es realmente ventajoso mientras la congestión tenga una dimensión que no represente un gran problema, pero si un nuevo generador o un consumidor esperan una fuerte congestión, analizarán posibilidades de aprovisionamiento y ubicación para poder participar en forma rentable en el mercado; aquí corresponde una aclaración: Generalmente quien tiene la libertad de elegir el lugar de instalación es el generador, ya que el consumidor se encuentra atado a otros factores relacionados con un lugar específico, por esto, sin descartar la otra posibilidad de análisis, nosotros trataremos las opciones referidas al generador.

El operador del sistema no garantiza un precio en un lugar, solo garantiza acceso abierto al pool a un precio consistente con el equilibrio del mercado, y ese precio está afectado claramente por la Congestión de la Red.

En la evaluación de inversión que hace el Generador, estará siempre presente el efecto de la Congestión, hoy y en el futuro; lo que puede afectar el volumen de energía que podrá comercializar y los precios a los que la misma se entregará.

Si el inversor analiza la posibilidad de construir una línea para poder entregar su producción al precio del nodo de entrega, necesitará algún tipo de seguro que le permita cubrirse de una nueva saturación de capacidad de la línea ya que, como vimos, cuando existe capacidad de transporte las decisiones de inversión en generación se vuelven ágiles, el free riding está siempre presente.

Entonces aparecen los Contratos de Derechos de Congestión en el marco de las inversiones de largo plazo.

Si el Generador construye una línea de 100 Mw a su costo (creando valor para la energía que está distante del centro de consumo) y simultáneamente se constituye en el dueño de los **Derechos de Congestión**, por esa potencia incremental, cuenta con el seguro que estaba necesitando para decidir la inversión. En estas condiciones, si la línea no se satura él podrá conseguir su objetivo de venta de energía al precio del nodo de entrega ubicado en el extremo de la línea.

Si la línea se satura y el generador inversor es despachado, entregará su energía y además recibirá el pago de diferencias de precios por la energía transportada por otros sin modificarse su ingresos.

Si la línea se satura y el generador inversor es desplazado del despacho, de todos modos recibirá el pago de los importes correspondientes a la Congestión, los que representarán un margen mayor que en las situaciones anteriores.

Los Derechos Financieros de Congestión pueden interpretarse como:

- 1. El derecho a apropiarse de la renta de la congestión.**
- 2. El derecho del generador a vender la energía al precio vigente en el nodo del consumidor.**
- 3. El derecho de la demanda a comprar la energía al precio vigente en el nodo del generador.**
- 4. El derecho a comprar-vender energía sin pago del costo de la congestión.**

En todos los casos estamos hablando de un mecanismo que permite contener las consecuencias financieras en el largo plazo debido a la congestión de la red: Acotar la volatilidad del precio debido a la congestión o un seguro para una inversión en generación que contemple la ampliación de la red de transmisión.

No estamos hablando de un mecanismo para ganar dinero con la congestión. El desarrollo de actividades de especulación podrían resultar muy riesgosas y solo serían aplicables a un corto plazo.

Los derechos de congestión tienen un valor económico que puede ser transado.

El dueño de los derechos de congestión debería ser aquel que le agrega valor a la energía invirtiendo en una línea, o aquel que compra los derechos o parte de ellos a un dueño anterior.

Tercera parte

SITUACIÓN EN ARGENTINA

Antecedentes

En la República Argentina se dio una crisis electroenergética entre los años 1988 y 1989, la que comenzó a gestarse en el año 1987, con la reducción de reservas en El Chocón por trabajos de mantenimiento en la presa.

En el periodo 1988/89 se dio una baja hidraulicidad en los ríos de la cuenca del Comahue, acompañado por lapsos de bajos aportes en el río Uruguay.

Al mismo tiempo se verificó un retraso en la habilitación de generadores previstos en el plan energético. Se postergaron inversiones previstas en el plan energético 1977-2000, en el que se planificó instalar 2500 MW de los cuales solo se instalaron 1600 MW.

En la figura 15 se muestran las características del sistema Argentino.

Ya en el año 1988 se restringieron fuertemente las oportunidades de realizar mantenimiento, exigiéndose al equipamiento a regímenes de trabajo que estaban fuera de las recomendaciones. El parque de generación térmica comenzó a deteriorarse. Estalló la crisis que produjo cortes y gran volumen de energía no suministrada, restringiendo el aprovisionamiento al conjunto de los usuarios y a la industria. Ver Figura 11.

Transformación del sector eléctrico en la república Argentina.

La situación descrita en el punto anterior y la falta de recursos para encarar las inversiones necesarias, generó la urgencia de reestructurar el servicio eléctrico, transformación que se instrumentó a través de la ley 24065 (Marco Regulatorio Eléctrico), cuyos objetivos fueron los siguientes:

Objetivo final

- Resguardar adecuadamente los derechos de los consumidores y de los usuarios.

Objetivos instrumentales y los medios utilizados para la transformación.

- Alentar la realización de inversiones privadas de riesgo para asegurar el suministro en el largo plazo.
- Promover el acceso abierto no discriminatorio a los servicios, sistemas e instalaciones.
- Promover la competitividad de los mercados de producción, demanda y vinculación.
- Incentivar el abastecimiento adecuado en cantidad y calidad fijando metodologías tarifarias adecuadas.
- Atender el rol de los precios como orientadores de la asignación de los recursos por las decisiones que tomen compradores y vendedores.

Los medios utilizados para la transformación fueron los siguientes:

- Clara diferenciación entre actividades que permanecen en el ámbito del Mercado y aquellas que requieren Regulación.
- Sistemas de Precios de Mercado para las actividades de riesgo (generación)
- Concesión para las actividades que requieren regulación: Distribución, Transporte y generación Hidroeléctrica.
- Privatización.

- Creación de las Instituciones requeridas por el modelo: CAMMESA, ENRE. Ver figuras 12, 13 y 14.

Antes de vender las acciones de las compañías se las dividió en tres sectores (generación, transmisión y distribución), y la venta se hizo por licitación pública internacional. La clave de esta reforma consistió en descentralizar la oferta de energía privatizando la generación, y transformarla en treinta empresas generadoras, que compitieran en un mercado eléctrico mayorista o MEM. Los generadores concurren diariamente en el MEM y ofrecen su energía en función de sus costos marginales de generación. La empresa administradora del MEM (CAMMESA), en base a la demanda proyectada para el día, empieza el despacho de energía por orden de mérito y en forma de costos de generación crecientes. Ver figuras 7 y 8.

Regulación y tarifas

La privatización de las empresas eléctricas, trajo consigo la necesidad de regular tanto las tarifas cobradas por las empresas adjudicatarias de los servicios como la calidad del servicio (número de cortes de luz, interrupciones en el servicio, tensión de la línea, etc.)

En el sector de generación la regulación de las tarifas se considera innecesaria, ya que la oferta de energía está muy poco concentrada. La que si está regulada es la generación hidroeléctrica, ya que la acumulación de agua en diques tiene importantes impactos ambientales en la zona, y además el agua tiene otros usos alternativos, como la potabilización para el consumo y riego. Las centrales nucleares permanecen hasta la fecha en poder del estado.

Algo completamente diferente ocurre con la transmisión de energía. Se la considera un monopolio natural, y fue concesionada por 95 años a Transener, única operadora de la red de Alta Tensión (500 Kv), encargada de transportar energía desde los generadores hasta las distribuidoras en las provincias. La concentración de la actividad en una sola empresa se justifica porque la transmisión de energía en una sola línea para todo el país genera economías de escala que resultan en una notable reducción de costos medios o unitarios por KWh, al incrementarse el volumen de energía transportada.

Al ser una actividad monopólica, el gobierno regula la calidad del servicio, pero el verdadero regulador de la actividad es el llamado sistema de acceso abierto u Open Access. La empresa concesionaria de la transmisión no puede comprar ni vender energía. Como el precio regulado para Transener está basado en el costo marginal de transmisión de corto plazo (básicamente las pérdidas de energía por unidad de distancia transmitida) y no se compensa a esta empresa por las inversiones en aumento de la capacidad, Transener no invierte en expansiones de la red. **Las ampliaciones tienen que ser propuestas y llevadas a cabo por terceros y pagadas por los beneficiarios directos de las obras (distribuidoras y usuarios finales).**

Los Resultados de la transformación fueron los siguientes:

- Se concretaron múltiples proyectos de generación lográndose un fuerte crecimiento de la potencia instalada, llevando esta potencia desde 13.267 MW a 22.336 en el periodo 1992 - 2001. Ver figuras 16 y 17.
- Fuerte disminución del precio mayorista en el mercado spot y de contratos descendiendo de \$ 48 (año 1992); \$23 (año 2001). Ver figuras 18 y 19
- Fuerte disminución en la indisponibilidad de los generadores térmicos. Ver figura 20.
- Disminución del consumo específico medio de los generadores, lo que implica un mejor aprovechamiento de las energías primarias. Ver figura 21.
- Aprovechamiento eficiente de la potencia disponible en el sistema de transmisión.
- Disminución en los índices de indisponibilidad y tasa de fallas del sistema de transmisión. Ver figura 22.
- Construcción de la cuarta línea Comahue – Buenos aires.

- Renovación tecnológica en todos los sectores de la industria eléctrica.

Situación actual.

A partir del año 2000 se detuvieron las inversiones, el sistema de transmisión comenzó a saturarse y no se avizoran proyectos de generación para acompañar el crecimiento de la demanda. Un proyecto necesita para su concreción un mínimo de tres años.

Actualmente se presenta un importante retraso en las inversiones. Diferentes estimaciones hacen inferir que a partir del año 2005 pueden presentarse problemas de suministro debido a la congestión del transporte.

Las causas que imposibilitan la concreción de proyectos se relacionan con factores endógenos y exógenos al sector eléctrico.

Los factores endógenos están vinculados al **precio** de la energía eléctrica, a su **volatilidad** y a **aspectos regulatorios**.

Sobre los factores exógenos no se hacen apreciaciones en este trabajo.

El **precio** de la energía debería reflejar el verdadero costo de la misma, ya que al forzarlo para mantenerlo en los niveles actuales, se generan dos problemas fundamentales y que representan fuerzas concurrentes hacia el colapso, a saber:

- Los proyectos de generación no cierran económicamente y por lo tanto no se concretan, inmovilizándose la oferta en un ambiente de consumo creciente, lo que también trae aparejado la postergación de las ampliaciones del sistema de transporte que podrían realizarse desde el mercado.
- El precio forzado y reducido desdibuja la señal de escasez, por lo que el usuario incrementa su consumo en una situación donde es necesario el ahorro, potenciando la posibilidad de colapso.

Respecto de la **volatilidad** del precio de la energía, representa una variable que no se puede modificar en si misma, y que dificulta las estimaciones de ingresos que hace un inversor. Debido a que las ampliaciones del Sistema de Transporte deben ser implementadas por los beneficiarios del sistema, y como estos tienen problemas para llevar a cabo sus proyectos, el Sistema de Transmisión no evoluciona como un efecto consecuente.

Conclusiones

Para incentivar los proyectos de generación e inversiones desde los beneficiarios del sistema, es necesario permitir que el precio de la energía refleje los verdaderos costos, y proveer los mecanismos para acotar la volatilidad. Los derechos de congestión, acompañados por cambios regulatorios que incentiven la concreción de contratos de largo plazo, pueden representar una solución. Para que los contratos de largo plazo se efectivicen, seguramente será necesario revisar el pass through de los distribuidores. Esto facilitaría la implementación de ampliaciones de la red de transmisión en aquellos casos resolubles por el mercado.

Hay otras situaciones en las que no se puede esperar que las resuelva el mercado, al menos íntegramente, tales como ampliaciones del sistema por Seguridad o con fines socio-económicos. Este tipo de ampliaciones deberían planificarse y concretarse desde el ámbito de la Autoridad Energética del País.

FIGURAS

Figura 1

Distribución de flujos en una red compuesta por dos líneas conectadas en paralelo. La corriente circula por los dos caminos posibles, y su distribución depende de las impedancias en juego. (no se considera el efecto de las pérdidas)

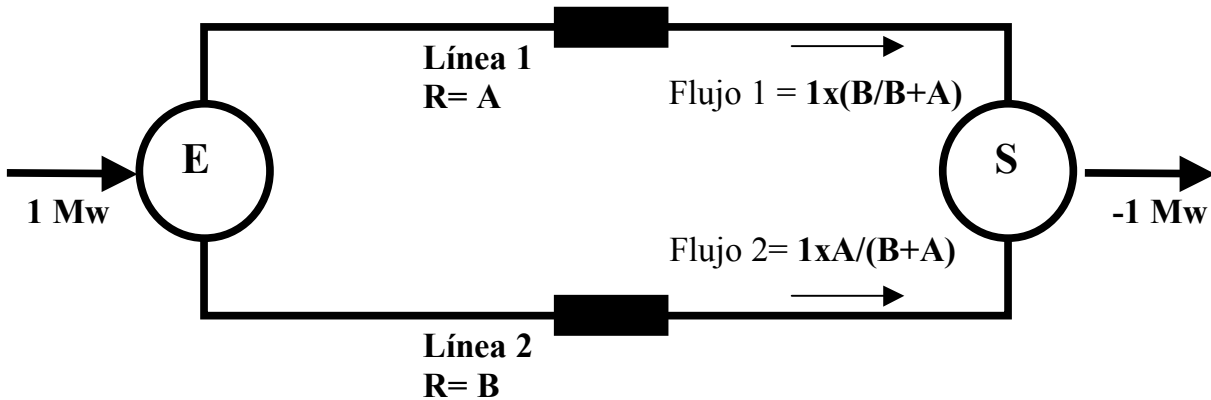


Figura 2

La línea 1 tiene una restricción que limita la potencia transmisible a 10 MW, lo que restringe el transporte entre nodos a 15 MW, y la potencia transmisible por la línea 2 a 5 MW, aun cuando la línea 2 no tiene restricción. (no se considera el efecto de las pérdidas)

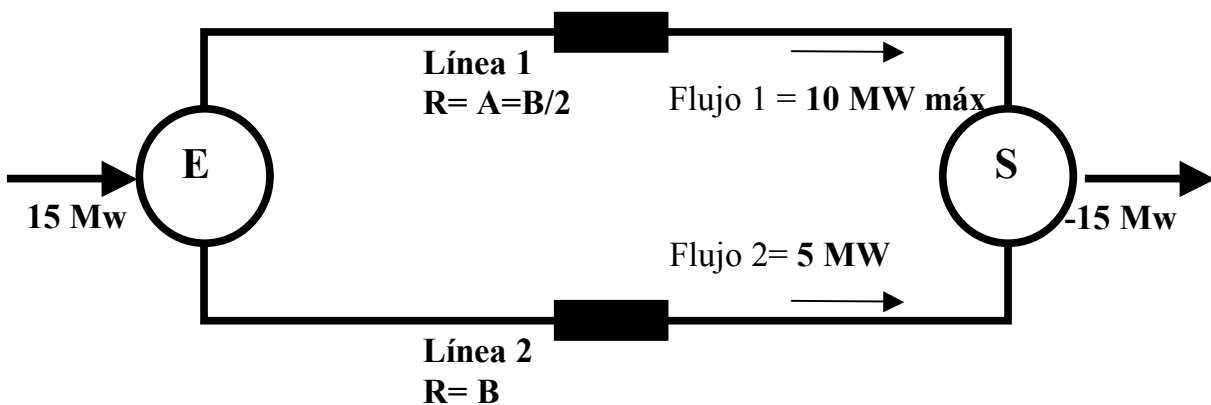


Figura 3

Modelo de tres nodos. α , β , γ son las resistencia de cada línea. X e Y son las potencias que ingresan en los nodos y que luego salen por C.

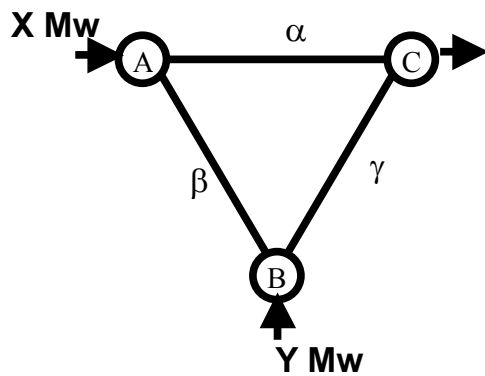
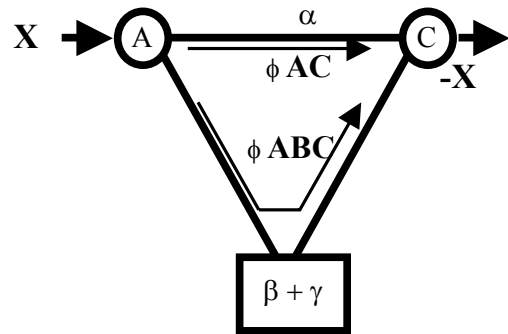


Figura 4

Distribución de flujos cuando solo inyecta el nodo A.

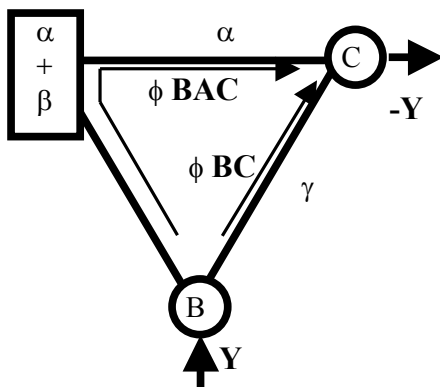


$$\phi_{x AC} = X \cdot (\beta + \gamma) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

$$\phi_{x ABC} = X \cdot \alpha / (\alpha + \beta + \gamma)$$

Figura 5

Distribución de flujos cuando solo inyecta el nodo B.

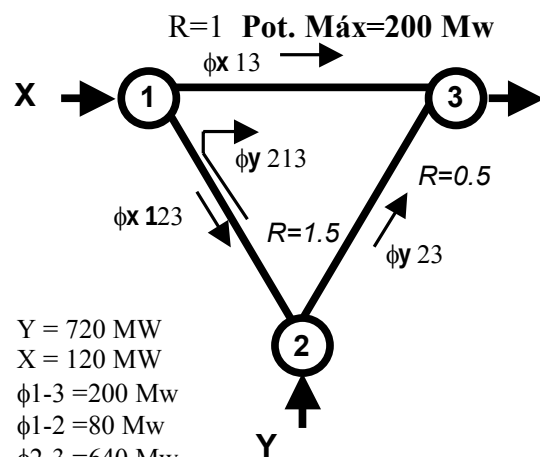


$$\phi_{y BAC} = Y \cdot \gamma / (\alpha + \beta + \gamma)$$

$$\phi_{y BC} = Y \cdot (\alpha + \beta) / (\alpha + \beta + \gamma)$$

Figura 6

Distribución de flujos ante una demanda en nodo 3 de 840 MW



$$Y = 720 \text{ MW}$$

$$X = 120 \text{ MW}$$

$$\phi_{1-3} = 200 \text{ Mw}$$

$$\phi_{1-2} = 80 \text{ Mw}$$

$$\phi_{2-3} = 640 \text{ Mw}$$

Figura 7

Orden de Despacho Generadores

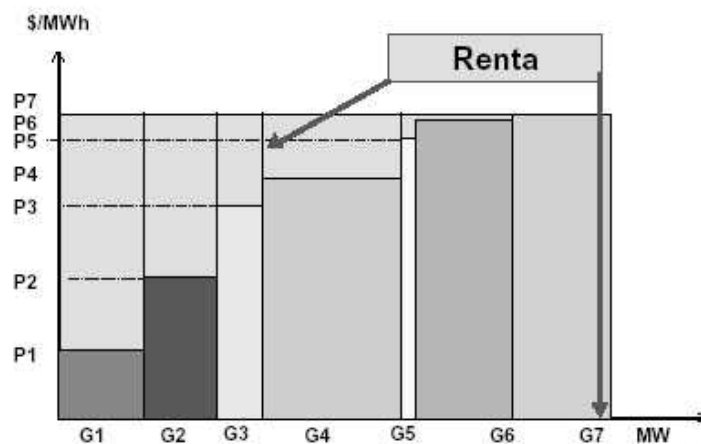


Figura 8

Orden de Despacho Generadores Térmicos

	Generador	Tgen	Comb	kcal/ kWh	\$MWh	N	FN	\$/MWh
1	YPF P Huincul	AG	8.00	2385	2.27	0.86		2.64
2	Agua del Cajón CC	CC	17.10	1808	3.68	0.90		4.09
3	Embalse	NU			3.90	0.95		4.11
4	Pluspetrol	CC	21.20	1757	4.43	0.92		4.81
5	YPF P Hernández	AG	16.40	2385	4.37	0.86		5.08
6	Filo Morado	TG	12.70	3200	4.84	0.91		5.31
7	Guemes	TV	19.00	2224	5.03	0.83		6.08
8	Atucha	NU			6.51	0.98		6.62
9	Sap Miguel de T	TG	19.50	2655	6.16	0.92		6.68
10	Luján de Cuyo	CC	46.39	1560	8.62	1.05		8.17
11	CT Bs. As.	CC	55.00	1603	10.50	0.99		10.61
12	Costanera	CC	60.00	1503	10.74	0.99		10.83
13	Ave Fenix	TG	37.92	2264	10.22	0.92		11.08
14	Genelba	CC	62.90	1524	11.41	1.00		11.41
...								

Figura 9

Precio Spot en una red de transmisión sin congestión

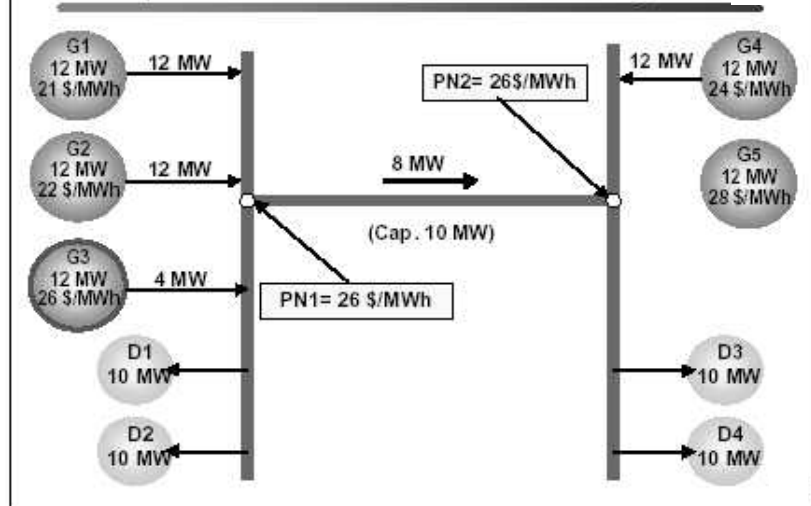


Figura 10

Precio Spot en una red de transmisión con congestión

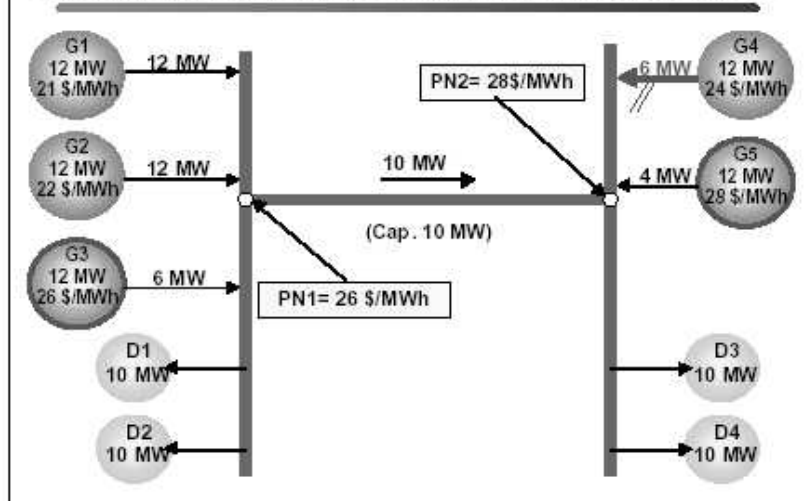


Figura 11
Razones de la Transformación

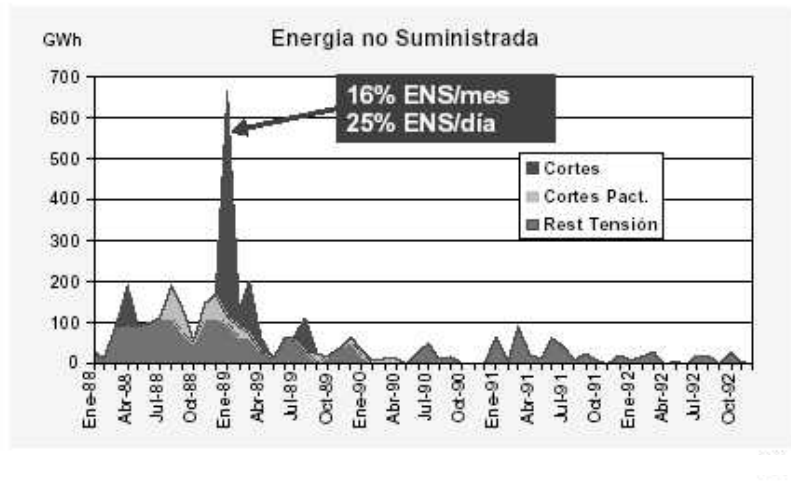


Figura 12
Organización del MEM - Esquema de Funcionamiento

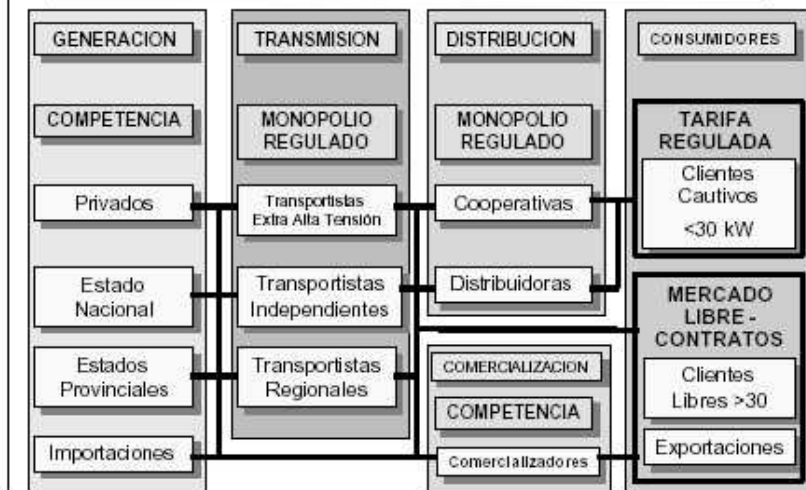


Figura 13
Instituciones



Figura 14
Organización del MEM - Esquema de Funcionamiento

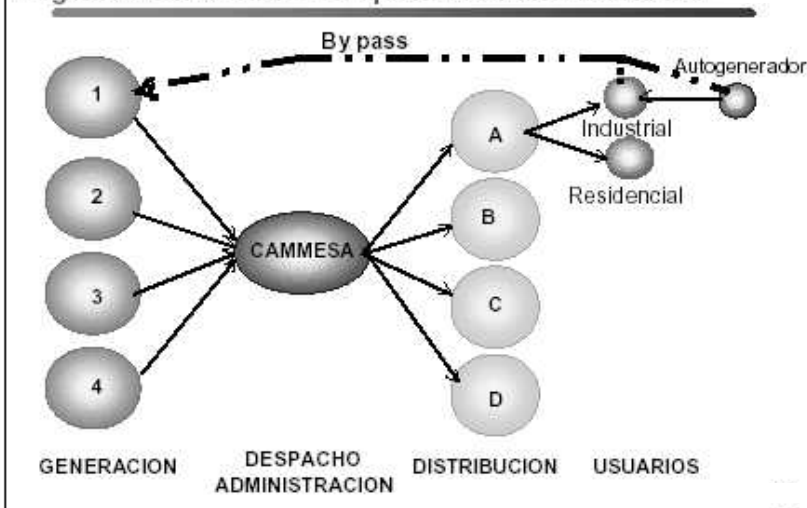


Figura 15
Mercado Eléctrico Mayorista - 2001



Capacidad Instalada	23.181 MW
500 kV	9.101 km
330 kV	1.111 km
220 kV	1.417 km
132 kV	11.143 km

MEM

Capacidad Instalada	22.336 MW
Demanda	73.599 GWh
Max. Potencia Demandada	14.061 MW

MEMSP

Capacidad Instalada	845 MW
Demanda	3412 GWh
Max. Generacion	530 MW

31

Figura 16

Principales Proyectos de Generación Concretados

Piedra del Águila	1400 MW	93/94
Yacyretá	1550 MW	94/98
Loma de la Lata	375 MW	94
Bs. Aires	320 MW	95
Genelba	674 MW	97/98
Capex	672 MW	93/99
Tucumán	438 MW	96/99
Costanera	851 MW	99
Puerto	786 MW	99
Pichi Picún Leufú	255 MW	99
Dock Sud	780 MW	2000
AES Paraná	830 MW	2001

198

Figura 17

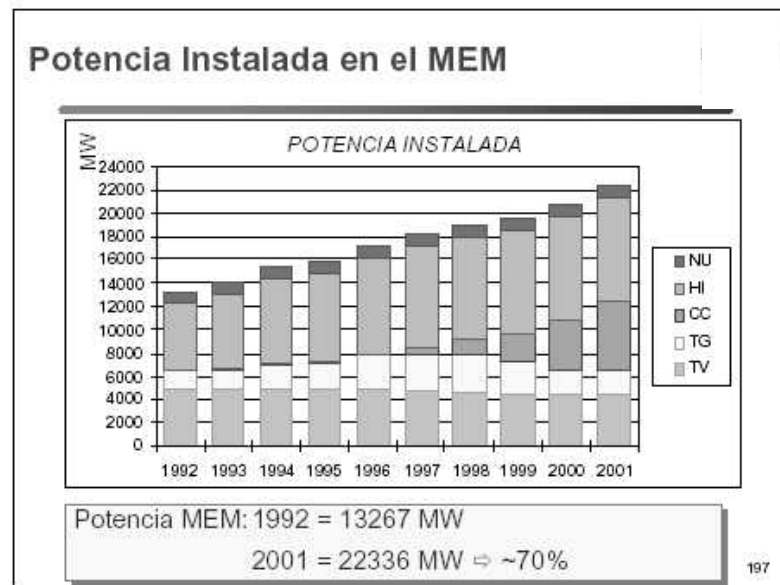


Figura 18

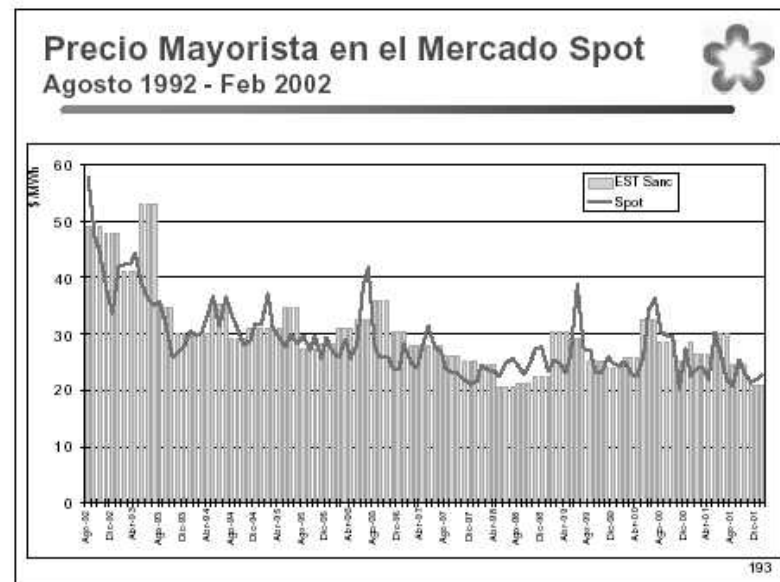


Figura 19

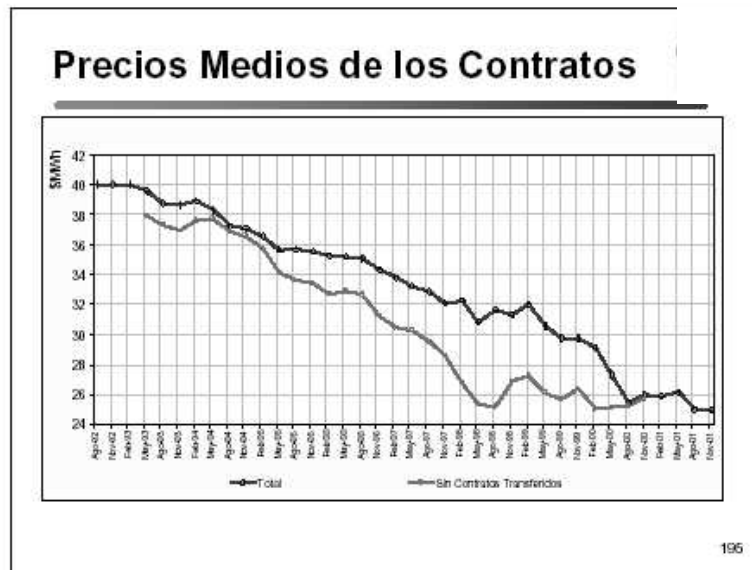


Figura 20

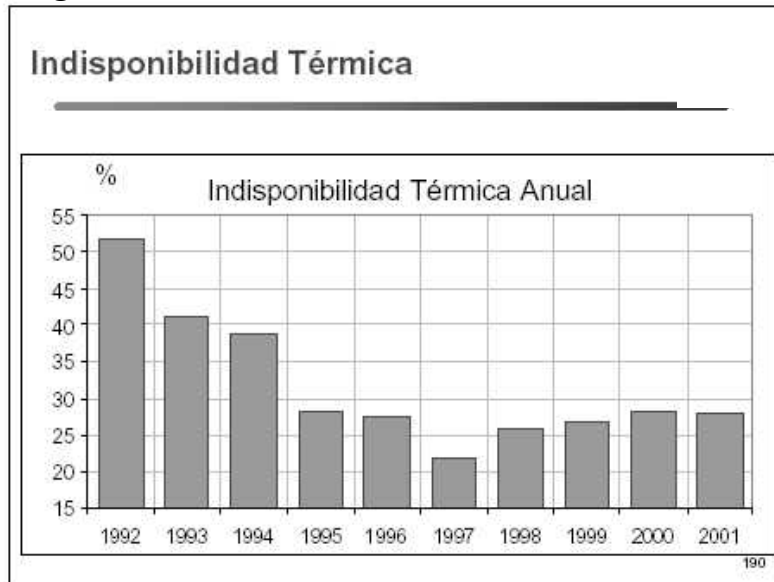
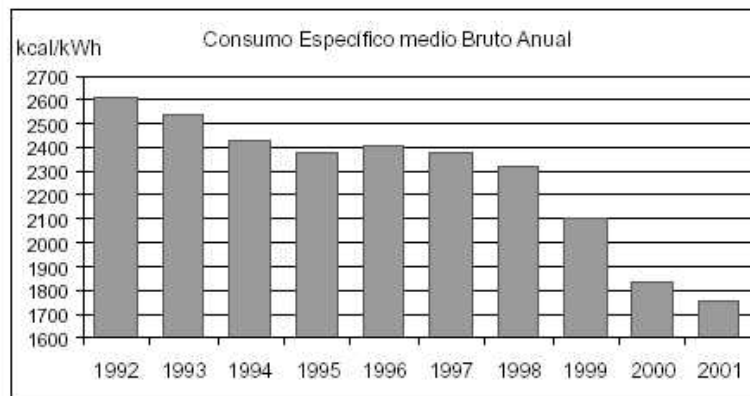


Figura 21

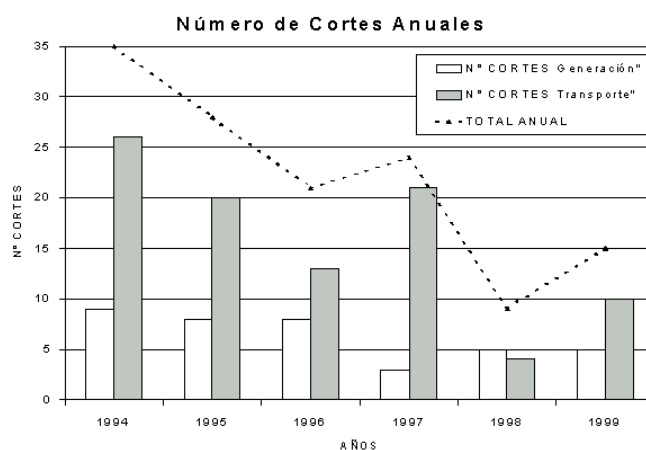
Evolución del Consumo Específico



189

Figura 22

Calidad de Servicio en el SADI



BIBLIOGRAFÍA

- William W. Hogan. Transmission investment and competitive electricity markets. Harvard University.
- Michael Hsu. An introduction to the pricing of electric power transmission. Elsevier Science Ltd.
- Papers y presentaciones . Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Noviembre de 2003.