

# **Distribución de pagos de sistemas de transmisión entre generación y demanda: experiencia internacional**

Hugh Rudnick, Sebastián Mocárquer, Franko Sore\*

## **1 Resumen**

Se realiza una revisión de la experiencia regulatoria internacional en materia de distribución de pagos de sistemas troncales de transmisión entre generación y demanda. Aunque no hay consenso en la fundamentación técnico - económica sobre la cual realizar dicha distribución, se reconocen elementos comunes a varias regulaciones. Por otra parte, se evidencia una tendencia de incremento del porcentaje de responsabilidad de la demanda en dichos pagos.

## **2 Introducción**

El análisis en el país de la ley corta del sector eléctrico ha dado lugar a una extensa discusión sobre la participación de los distintos agentes en los pagos de los peajes de transmisión.

La legislación vigente asigna a los generadores la totalidad de dichos pagos, mientras la ley corta traspasa parte de ellos a la demanda. Las diversas versiones de dicha ley que se han presentado al Congreso Nacional varían en la metodología de traspaso, los porcentajes de participación de generadores y demanda, y los plazos de aplicación.

---

Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Los autores agradecen el apoyo de Endesa S.A.

La experiencia regulatoria internacional indica que una distribución de pagos entre inyecciones (generación) y retiros (demanda) es técnica y económicamente eficiente, considerando criterios de beneficios y seguridad, y esto también está siendo reconocido en el país. Las fundamentaciones técnico-económicas de dichas distribuciones difieren de un país a otro. Algunos países determinan las asignaciones en función del uso que los agentes hacen del sistema de transmisión, en el beneficio económico que reciben las partes por el desarrollo de este sistema, y en los niveles de seguridad de servicio que prestan estas instalaciones a los involucrados.

Planteamientos de diversos economistas chilenos y especialistas del sector también apoyan un compartir de dicha remuneración. En particular, autores como Corbo, Díaz y Sánchez [1], Larrain y Quiroz [2], y Bernstein y Agurto [4], basan sus propuestas en la consideración del uso que los distintos agentes hacen de la red. Las primeras dos referencias plantean que generadores y consumos deben pagar en función de los beneficios que reciben<sup>1</sup>. La tercera referencia plantea que las partes deben pagar en función del acceso a mejores precios (de venta por parte de generadores y de compra por parte de consumidores), suponiendo una barra de mercado o barra marginal que varía en el tiempo.

La ley corta, en versión planteada en marzo del 2003 por la Comisión Nacional de Energía [5], responsabiliza a la generación por el costo incremental de desarrollo de largo plazo de la transmisión. La diferencia entre el costo medio y el costo incremental es responsabilidad de los comercializadores. El costo

---

<sup>1</sup> El método de los beneficiarios fue planteado por Ignacio Pérez-Arriaga en 1992, en un estudio para la República Argentina, publicado en el IEEE en 1995 [3].

incremental de desarrollo es un concepto ya utilizado en el país por las regulaciones de telecomunicaciones y servicios sanitarios.

### **3 Experiencia Internacional**

El Consejo de la Unión Europea [6], celebrado en Octubre de 2002 en la ciudad de Bruselas, entrega pautas de interés con respecto a la asignación de los cargos de acceso a la transmisión entre los distintos usuarios. En particular, indica que:

- Los cargos aplicados por el operador de la red por el acceso a la transmisión, deben ser transparentes, ser capaces de entregar seguridad al sistema y señales de localización de generación y demanda, y reflejar fehacientemente los costos en que incurre la actividad de la transmisión. Estos cargos deben ser aplicados de una forma no discriminatoria.
- Generadores y consumidores deben pagar los cargos por acceder al sistema de transmisión. La proporción del total a repartir entre estos usuarios, en particular entre los generadores, debe entregar apropiadas y eficientes señales de localización, y considerar de cierto modo las pérdidas de energía en las líneas y las causas de congestión.
- Considerando la inclusión de señales de localización, los cargos por acceso a las redes de transmisión deben ser aplicados de forma *independiente* a generadores y consumidores.

La siguiente revisión muestra la repartición de peajes para los sistemas troncales de diferentes países. Se entiende por sistemas troncales a aquellas redes de alta tensión que esencialmente interconectan el conjunto de generadores y consumidores en lo que constituye el mercado eléctrico. No se incluyen en la comparación los pagos por redes específicas de inyección (o retiro), típicamente en niveles menores de tensión, a menudo remuneradas a través de los denominados “pagos por conexión”.

En esta revisión se resume, cuando está disponible, la fundamentación utilizada en cada país para la repartición de peajes. Los países presentados son los siguientes:

- *Bolivia, Perú, Argentina:* Países cuyas regulaciones se originan en el modelo chileno. Inicialmente realizaban asignaciones en su totalidad a agentes generadores, lo que ha evolucionado en el tiempo.
- *Colombia:* Ilustra el avance de una dramática evolución en la distribución de pagos de transmisión, desde una asignación inicial total a generadores, a una asignación total a la demanda.
- *Suecia:* Elevada generación hidráulica, que lo asimila a la situación del Sistema Interconectado Central chileno
- *Nueva Zelanda:* País con particular estructura geográfica longitudinal, donde la generación se concentra en el sur y la demanda en el norte.

- *Inglaterra*: Utiliza el concepto de Costos Incrementales de Largo Plazo en la asignación de pagos de transmisión.
- *España y Canadá*: Países en que se aplica la modalidad 50% generadores y 50% consumidores, planteada en la primera versión del proyecto de ley corta chileno.

La Tabla 1 presenta un resumen de dicha experiencia internacional.

<b>País</b>	<b>Generación</b>	<b>Demanda</b>
<b>Colombia</b>	0%	100%
<b>Bolivia</b>	25%	75%
<b>Perú</b>	0%	100%
<b>Argentina</b>	54%	46%
<b>Suecia</b>	Móvil	Móvil
<b>Nueva Zelanda</b>	Móvil	Móvil
<b>Inglaterra</b>	23%	77%
<b>España</b>	50%	50%
<b>Canadá</b>	50%	50%

**Tabla 1:** Experiencia internacional en la distribución de pagos de transmisión entre generadores y demanda

### **3.1 Colombia [7]**

En el Sistema de Transmisión Nacional Colombiano (STN), la principal empresa transmisora es Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

El marco regulatorio de la actividad eléctrica fue modificado recientemente, en un proceso de transición que se extendió hasta diciembre de

2001. Los principios conceptuales básicos del anterior marco, que involucraban la creación de zonas y sub-zonas eléctricas con diferentes cargos por uso, no daban señales claras para la localización de nueva generación y nueva demanda, así como tampoco eran apropiados para agentes ya establecidos. Se comprobó que el costo diferencial de la transmisión no influía significativamente en la localización de la oferta debido principalmente a su poco peso relativo dentro de las estructuras de costos y cargos de las actividades.

Los ingresos que perciben los transmisores por el sistema troncal se originan en el cobro de Cargos por Uso de la red, cargos regulados que permiten cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones. Los generadores pagan por inyección (\$/kW) según su potencia, zona de conexión y tipo de central. Los comercializadores pagan por el retiro (\$/kWh), según zona, época del año y demanda. Los cargos son función del voltaje de las líneas de transmisión, de las restricciones globales y locales del sistema y dependen de la ubicación física del usuario y de su influencia en la red en períodos de demanda máxima.

La proporción en que se reparten los cargos por uso del STN ha evolucionado en el tiempo, trasladando la responsabilidad de pago de los generadores a los comercializadores. El marco regulatorio vigente estampilla los cargos por uso del STN, con diferenciación horaria por período de carga y sin señal de localización, siendo responsabilidad total de la demanda (comercializadores). Cabe destacar que hasta el año 2001, la asignación se repartía entre generadores y comercializadores. Los primeros pagaban por tipo de

generación (hidráulicos y térmicos pagaban distintos cargos), y los segundos por período de demanda (períodos de demanda alta, media y baja). A partir del año 2002, los generadores pagan sólo por sus redes de conexión, mientras que la totalidad del cargo por uso va a comercializadores, por período de demanda. La Figura 1 muestra la evolución que se ha producido en la asignación del cargo por uso.

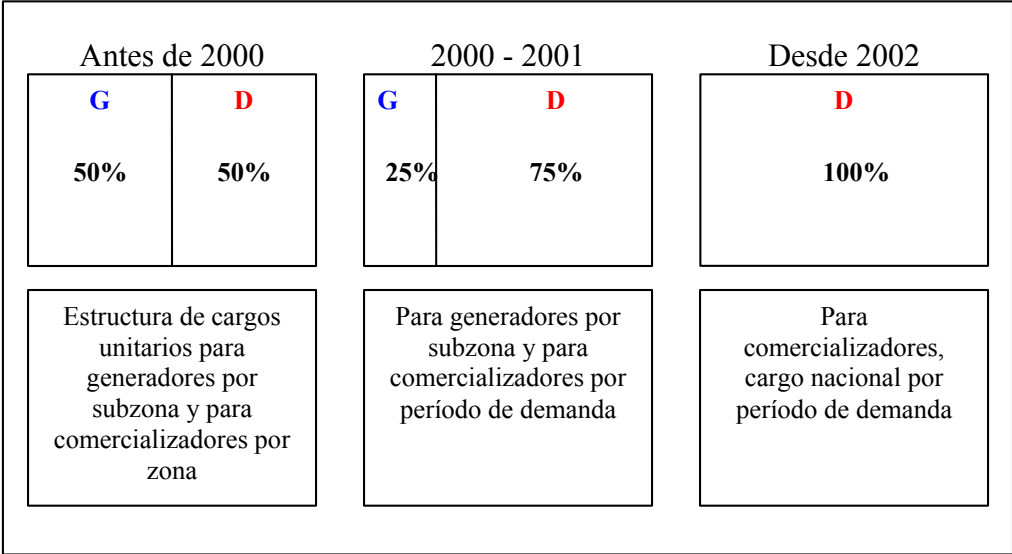


Figura 1: Evolución en la asignación del cargo por uso en Colombia

Debe mencionarse, sin embargo, que el regulador se encuentra analizando la implantación de un esquema de “conexión profunda”, para asignar el pago de las nuevas obras de transmisión que resulten de solicitudes de conexión de nuevas plantas de generación al STN. En principio, este esquema asignaría parte del costo de las nuevas instalaciones de transmisión a la generación que origine dichas obras, según los costos de transmisión no eficientes resultantes de la instalación de dicha generación.

Es importante mencionar que el paso del 50% al 75% del pago de la transmisión por parte de la demanda, y luego del 75% al 100%, fue altamente cuestionado y discutido por los usuarios, quienes argumentaron que nunca percibieron la reducción respectiva en la tarifa de generación. No obstante estas dificultades, actualmente existe un buen nivel de aceptación de la metodología.

### **3.2 Bolivia [8]**

La transmisión está regulada y los precios son aprobados por la Superintendencia de Electricidad para cada tramo del sistema, sobre la base del costo de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA)<sup>2</sup>. Los costos a prorratear se calculan para un período de 4 años, mediante estudios de consultoría independientes.

Los ingresos anuales de la transmisión deben cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración. El costo de inversión es una anualidad del costo del STEA, calculado con una tasa de descuento del 10% y un período de 30 años. Los costos de operación, mantenimiento y administración son el 3% del valor del STEA.

La transmisión se remunera, como en el caso chileno, a través de un ingreso tarifario y un peaje. El ingreso tarifario se obtiene como la diferencia entre los retiros menos las inyecciones, valorizadas a costo marginal y correspondiente a energía y potencia de punta. Este valor es determinado por el CNDC (Comité

---

<sup>2</sup> El "sistema económicamente adaptado" de Bolivia es definido igual que el peruano, como "aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad de servicio"



Nacional de Despacho de Carga). En tanto, el peaje es calculado como la suma de la anualidad del costo de inversión, más los costos de operación y mantenimiento, descontado el ingreso tarifario anual (al igual que en Chile).

La prorrata de estos pagos inicialmente se realizaba con la metodología de las áreas de influencia<sup>3</sup>, para identificar la responsabilidad en el pago de los peajes. Los generadores pagaban en proporción a su potencia firme, y los consumos en proporción a su potencia de punta. Existía una barra marginal, y aquellos consumidores conectados a dicha barra no pagaban peajes. Pero, la ubicación de esta barra resultó altamente inestable, lo que provocaba fuertes variaciones en la tarifa de los consumidores cada semestre. A raíz de estos problemas, se decidió cambiar a la metodología del peaje tipo estampilla, donde el costo de las instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión es cubierto en un 75% por los consumos, distribuidores y consumidores no regulados, en proporción a su demanda máxima; y el 25% restante es cubierto por generadores en proporción a su energía inyectada. Estos porcentajes se establecieron sobre la base de los resultados que se registraban con la metodología de las áreas de influencia, que mostraban un promedio muy cercano al adoptado.

La metodología del tipo estampilla es considerada predecible, sencilla, transparente y fácilmente reproducible, lo que contrasta con la anterior metodología, que era laboriosa, no fácilmente reproducible, y de difícil entendimiento.

---

<sup>3</sup> Similar al caso chileno, pero considerando áreas de influencia de generadores y consumos.

Por otro lado, se argumenta que la metodología de estampillado ha resuelto en gran medida el problema de expansión del sistema de transmisión. La inversión de las nuevas líneas se paga en la misma proporción (25% generadores, 75% consumos), mientras la anterior metodología implicaba una identificación de los usuarios de la futura línea, que siempre reclamaban no necesitarla, dificultando proyectos de ampliación en el transporte.

### **3.3 Perú [9]**

En Perú se define un Sistema Económicamente Adaptado de transmisión, análogo al boliviano.

La remuneración del sistema de transmisión a asignar entre los usuarios, corresponde al llamado Costo Medio del Sistema Económicamente Adaptado, que incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento en condiciones de eficiencia.

En la remuneración de los costos medios del Sistema Principal de Transmisión (SPT), aquel que comprende instalaciones de alta o muy alta tensión, se asigna la totalidad de los pagos a los consumidores.

El organismo regulador, OSINERG, calcula los ingresos anuales de cada empresa de transmisión, y determina un “peaje de conexión unitario” correspondiente al SPT, que se expresa en S\$/KW-mes, y se aplica a los cargos por potencia que se cobran a los clientes, dineros que son recaudados por los generadores y luego pagados al transmisor.

El regulador fija anualmente el peaje por conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el costo total de transmisión y tomando en cuenta el Ingreso Tarifario Esperado que le proporciona el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

### **3.4 Argentina [10], [11]**

La función de la transmisión se ha asignado en Argentina a dos tipos de transportistas:

- Un transportista en alta tensión (redes de tensiones mayores o iguales a 220 kV)
- Siete transportistas regionales (tensiones menores o iguales a 400 kV y mayores o iguales a 132 kV)

La empresa transmisora recibe dos tipos de ingresos: el ingreso por capacidad de transporte y el ingreso por energía eléctrica transportada.

- **Ingreso por Capacidad de Transporte:** Está relacionado con las líneas de transporte y los equipamientos asociados a las mismas, como interruptores, seccionadores, equipamiento de compensación de reactivos, etc. Este ingreso se determina sobre la base de un cargo definido por un valor horario por cada 100 km. de línea, y distinto para cada nivel de tensión. Debe ser pagado al transportista por todas las horas del periodo en las cuales la línea estuvo disponible. No se paga en las horas en que estuvo indisponible, correspondiendo además la aplicación de una penalización.

- ***Ingreso por Energía Eléctrica Transportada:*** El ingreso por energía eléctrica transportada se determina sobre la base de la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega de cada línea (concepto similar al ingreso tarifario chileno). Esta diferencia de precios entre los nodos de entrega y receptor se origina en el valor marginal de las pérdidas de transporte y el valor de sobrecostos por las indisponibilidades de larga y corta duración del sistema de transporte que afectan a los consumidores vinculados a los nodos receptores.

La remuneración anual total por transporte de energía eléctrica es fijada por el ENRE para cada periodo tarifario de 5 años para los transportistas, y es pagada en 12 cuotas mensuales iguales.

La recaudación de los ingresos antes mencionados se realiza a través de dos cargos: cargos por energía eléctrica transportada y cargos complementarios.

El cargo complementario total a recaudar está formado por la remuneración por capacidad de transporte mas la diferencia entre la remuneración fijada por el ENRE y la recaudación de los cargos variables por energía eléctrica transportada cobrados implícitamente a los agentes. Esta última diferencia representa el monto requerido para cubrir la parte no recaudada del pago fijado por el ENRE a los transportistas (concepto similar al peaje de la legislación chilena).

Los cargos complementarios se distribuyen entre usuarios usando el concepto de área de influencia para cada línea del sistema, calculando un factor de participación para cada agente en el uso de cada línea, y prorrateada según

potencia máxima instalada (generadores) o demanda máxima (consumidores). Para el año 2002, la proporción estimada es de 54% de generadores y 46% de demanda, como se muestra en la Tabla 2.

	<i>Alta Tensión</i>	<i>Distros</i>	<b><i>TOTAL</i></b>
<i>DEMANDA</i>	34%	66%	<b>46%</b>
<i>GENERACIÓN</i>	66%	34%	<b>54%</b>

Tabla 2: Asignación estimada de pagos en Argentina, año 2002

### **3.5 Suecia [13], [14], [15]**

El sector eléctrico sueco fue totalmente liberalizado a partir de enero de 1996, tanto en mercado mayorista como minorista. Suecia forma parte del mercado eléctrico integrado conocido por NordPool, junto con Noruega, Finlandia y el este de Dinamarca.

En Suecia, la red de transporte troncal, denominada red principal, con tensiones mayores a 200 kV, cubre la totalidad del país. La mayor parte de ella es de propiedad del estado, y es gestionada por la compañía Svenska Kraftnät. Esta empresa es también responsable de la interconexión, de la operación y de la fiabilidad del sistema eléctrico sueco y se constituye en el operador del sistema.

Con respecto a las tarifas asociadas a la transmisión, el objetivo de éstas radica, principalmente, en cubrir los costos asociados a la red (inversión, operación, mantenimiento), tarifas que son totalmente dependientes del *punto de conexión* de los usuarios a la red.

La tarifa (dependiente del punto de conexión del usuario) está constituida por los siguientes dos cargos:

- *Cargo anual por capacidad:* Que cubre aproximadamente la mitad del ingreso del transmisor. El tamaño de este cargo se determina de acuerdo a la ubicación geográfica en que se encuentre conectado el usuario. Por ejemplo, los generadores pagan más en el norte de Suecia, donde existe un excedente de capacidad de producción de electricidad, y menos en el sur, donde se encuentra una gran cantidad de consumidores. Lo contrario sucede con los consumidores, que pagan más en el sur y menos en el norte.
- *Cargo por uso horario:* Cubre la otra mitad de los ingresos y es dependiente de las pérdidas marginales de transmisión. Se calcula como el producto entre tres términos: un coeficiente marginal de pérdidas para cada punto de conexión, la energía inyectada o retirada (según sea generador o consumidor) en ese punto, y el precio de energía perdida.

Los cargos por capacidad y uso en las tarifas de cada punto de conexión de la red, deben reflejar, de una manera simple, los costos de largo y corto plazo de la inyección y retiro de electricidad, y buscan entregar señales de localización a los clientes.

Dependiendo del *punto de conexión*, la asignación de pagos a generadores y demanda es variable o móvil, según señales de localización para

generadores y consumidores. Es decir, el pago que corresponderá a un generador o a un consumo específico tendrá relación directa al lugar geográfico en que se ubique, siendo distintos los montos a pagar en el norte o en el sur del país.

### **3.6 Nueva Zelanda [16]**

Nueva Zelanda está compuesta geográficamente por dos islas, North Island y South Island. Por estas condiciones físicas, la red interconectada de transmisión se divide en dos zonas, norte y sur, las que están unidas a través de una interconexión de corriente continua. 60% de la electricidad de Nueva Zelanda se produce en South Island, mientras que el 70% de la electricidad se demanda en North Island. El 60% de la capacidad eléctrica es de tipo hidráulica. La empresa transmisora es Transpower, perteneciente al Estado.

La empresa transmisora recibe como ingresos los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema troncal, a través de dos cargos: un cargo de uso, pagado por la demanda; y un cargo por interconexión, que permite cubrir la conexión de alto voltaje que une el sur y norte de la isla, pagada por los generadores del sur.

Por lo descrito anteriormente, la asignación a generadores y demanda no constituye un porcentaje fijo, pues el pago dependerá de si se ubican en el norte o sur de la isla, sobre la base de señales de localización, como en el caso de Suecia.

### 3.7 Reino Unido [17]

El sistema de transmisión es de propiedad de la National Grid Company (NGC).

Aunque la reforma británica es de comienzos de los 90, en Marzo del 2001 se introducen cambios importantes. En la remuneración de la transmisión se incluyen los costos de desarrollar, mantener y operar el sistema de transmisión en Inglaterra y Gales, existiendo dos grandes categorías: *Uso del Sistema* (refleja el costo de proveer, operar y mantener un sistema troncal nacional) y *Servicio de Balanceo* (despacho y balance del sistema).

Cada usuario del sistema debe pagar cargos que reflejen los costos incrementales de uso del sistema, en lugar de costos medios por el uso total del sistema.

El cargo que se proratea es el cargo por uso, fijado para recuperar un ingreso máximo permitido. Estos costos son definidos primeramente como los costos de inversión y mantenimiento del sistema de transmisión, además de los costos de proveer un sistema seguro para permitir el abastecimiento de energía.

En la práctica los cargos con señales de ubicación sólo explican en un 25% la tarifa final por cargos por uso del sistema de transmisión en términos del ingreso total del transmisor. El otro 75% restante proviene de la componente señal de localización, a través de la tarifa de seguridad y residual. Los ingresos totales



del transmisor están basados en los costos medios, pero varían a través de las distintas zonas.

Cuando se reformó el mercado eléctrico inglés, se estudiaron algunas alternativas de cómo asignar la componente de uso del sistema de transmisión entre generadores y demanda. Específicamente, se estudió la alternativa de una tarificación a través de un esquema Ramsey, o simplemente una división 50%-50%. Finalmente, se acordó a principios de los años 90 una división de 25% para generadores y un 75% para demanda, sobre la base de una proporción constante en todos los cargos del sistema de transmisión (conexión y uso). Interesaba que la proporción entre lo que pagaban generadores y demanda se mantuviera en la cuenta final, aunque sólo hubiese una proporción explícita en los cargos por uso del sistema de transmisión.

Esa proporción se estableció en base en un acuerdo entre las diferentes partes involucradas, considerando que finalmente es el usuario final quien paga completamente el sistema de transmisión. Se planteaban dos alternativas, una por una asignación de cargos de 100% para la demanda, y otra por una asignación de 50%-50% entre generadores y demanda. Se llegó a un acuerdo que se sitúa en la media aritmética de las dos posturas, es decir, 25%-75% para generadores y demanda respectivamente. Sin embargo, en 1997 se reformularon los criterios a través de los cuales se separaban las instalaciones de uso común de las instalaciones de conexión. Lo anterior, implicó que la proporción anterior en la cuenta final de remuneración final del sistema de transmisión se alterara. La OFGEM reiteró la necesidad de que la proporción 25%-75% se

mantuviera en la cuenta final de remuneración. Finalmente, la proporción de pagos de los cargos por uso del sistema de transmisión se estableció en 27% para generadores y 73% para demanda, proporción que se mantiene en la actualidad.

### **3.8 España [18],[19],[20]**

El sistema de transmisión español incluye líneas de 400 y 220 kV, y es de propiedad de Red Eléctrica de España.

Se cubren los costos por inversión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión, a través de los denominados cargos de conexión.

Los cargos de conexión se reparten entre la producción (generadores) y la demanda (consumidores) en una proporción de 50% - 50%. A cada usuario se le asigna un peaje plano único para todo el territorio nacional, pero diferenciados sobre la base de los niveles de tensión a los que se conectan, y de la utilización que hacen de la red de acuerdo a:

- Generador: Capacidad de red instalada.
- Consumidor: Carga instalada y “*peak de demanda máxima*”

La fundamentación de esta asignación de pagos es *la facilidad de su gestión por parte del operador del sistema*. Los peajes son únicos para todo el territorio nacional, sólo diferenciados sobre la base de los niveles de tensión a la que se conectan los diferentes usuarios.

### **3.9 Canadá [21]**

El cargo de transporte está diseñado para recuperar los costos asociados con el sistema de transmisión principal que considera líneas, estaciones y equipos en general que permiten la transferencia de electricidad entre generadores y cargas.

Los beneficios de contar con un sistema de transmisión eficiente se reparten entre generadores abastecedores y clientes consumidores por partes iguales, 50% generadores y 50% demanda. El cargo de transporte asigna pagos a cada usuario en cada nodo del sistema. Cada zona tiene su propia tarifa, diseñada para recuperar los costos asociados a la transmisión para esa zona. Todos los generadores dentro de una misma zona tienen la misma tarifa (estampillado), al igual que los consumidores. Las tarifas pueden cambiar zona a zona, pero la asignación de pagos para cada provincia sigue siendo de 50% - 50%.

Al igual que en el caso español, la proporción 50%-50% se realiza para facilitar la labor del organismo operador del sistema, sin entregar señales económicas.

## **4 Conclusiones**

La experiencia internacional analizada evidencia que existe una diferencia importante en la asignación de pagos a los agentes de los mercados eléctricos.

No existe una única metodología de asignación consensuada y validada, en el ámbito internacional, y que además entregue señales de operación y expansión del sistema de transmisión. Hay esquemas que basan la distribución en una cierta lógica técnica y/o económica, y otros que aparentemente son arbitrarios, como serían los casos de España y Canadá, que distribuyen equitativamente los pagos a generadores y consumos, basados en ventajas de facilidad de aplicación.

Hay esquemas que buscando utilizar señales económicas, realizan cálculos de uso o beneficio de los usuarios del sistema de transmisión. Un ejemplo de esto es la asignación a través de cálculos previos de Argentina, en que la señal de uso que entregan las áreas de influencia se transforma en la herramienta principal para la asignación de pagos entre generadores y consumidores.

En esta práctica internacional coexisten regulaciones que pretenden dar señales económicas de localización geográfica en la asignación de pagos de transmisión (caso Argentina por ejemplo), con otras que estampillan dichos pagos (por ejemplo Perú).

Varias regulaciones han evolucionado en el tiempo, en una tendencia de incremento del porcentaje de asignación de pagos de transmisión a la demanda, superando incluso en muchos casos al porcentaje asignado a generadores.

## 5 Referencias

- [1] CORBO, V., DÍAZ, C.A. y SÁNCHEZ, J.M. (1995) **Análisis crítico al proyecto de reglamento de la Comisión Nacional de Energía referente a la ley general de servicios eléctricos**, Instituto de Economía, Universidad Católica de Chile, Junio 1995
- [2] LARRAÍN, F., Y QUIROZ, J. (2003) **Transmisión eléctrica en Chile: quién paga?**, Instituto de Economía, Universidad Católica de Chile, Marzo 2003
- [3] PEREZ-ARRIAGA, J. I., RUBIO, F.J., PUERTA GUTIERREZ, J.F., ARCELUZ OGANDO, J. Y MARIN PEREZ, J., (1995) **Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No 1, Febrero 1995, pp. 546-553
- [4] BERNSTEIN, S. Y AGURTO, R. (2003) **Propuesta de Regulación de Transmisión**, ILD-SYNEX, 14 de abril de 2003
- [5] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2003) **Propuesta de Sistema de Pagos de Peajes de Transmisión**, Chile, Marzo 2003
- [6] CONCILIO DE LA UNIÓN EUROPEA (2002) **Cross Border Network Access** Propuesta de regulación del Parlamento Europeo expuesto en el Concilio de la Unión Europea realizado en Bruselas, 23 de Octubre de 2002
- [7] INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., Colombia. Sitio web: <http://www.isa.com.co>
- [8] TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A., Bolivia. Sitio web: <http://www.tde.com.bo>
- [9] ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA, Perú. Sitio web: <http://www.osinerg.gov.pe>
- [10] ENTE REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, Argentina. Sitio web: <http://www.enre.gov.ar/>
- [11] Empresa Transmisora TRANSENER, Argentina. Sitio web: <http://www.transener.com.ar>
- [12] UNESA (2000) **Informe Internacional N° 91**, Mayo 2000
- [13] NORDPOOL, Sitio web: <http://www.nordpool.no>

- [14] Empresa Transmisora de Suecia SVENSKA KRAFTNÄT. Sitio web: <http://www.svk.se>
- [15] SVENSKA KRAFTNÄT (2001) **The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät**, Noviembre, 2001 (<http://www.svk.se>)
- [16] NEW ZEALAND ELECTRICITY MARKET (NZEM). Sitio Web: [www.nzelectricity.co.nz/](http://www.nzelectricity.co.nz/)
- [17] NATIONAL GRID COMPANY (NGC), Reino Unido. Sitio web: <http://www.nationalgrid.com/uk/>
- [18] COMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ESPAÑA (1997) **Blueprints for Transmission Regulatory Development in Spain. Access, investment and pricing**, IEEE PES Winter Meeting, New York, Febrero, 1997
- [19] RUBIO, F. J. (1999) **Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia** Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Enero 1999
- [20] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA DE ESPAÑA (2001) **Real Decreto 1164/2001: Tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica**, 26 de Octubre de 2001.
- [21] POWERPOOL, Canadá. Sitio web <http://ets.powerpool.ab.ca>