

ANEXO 2:

Métodos de Remuneración de la Transmisión

MÉTODOS DE REMUNERACIÓN APLICADOS A LA TRANSMISIÓN

1. Peajes o Transacciones " Wheeling". Se denomina "wheeling" al transporte de energía eléctrica desde una entidad vendedora a una compradora (siendo en principio ambos verticalmente integrados) utilizando una red de transmisión perteneciente a un tercero (el wheeler). El pago o peaje se basa en un precio unitario por KWh de energía suministrada más un posible término adicional de pérdidas. El wheeling tuvo su origen en EE.UU. siendo inicialmente voluntario, pero luego y debido a que su aplicación suponía una mejora en la eficiencia económica llegó a declararse obligatorio (mandatory wheeling).

Se distinguen tres formas de transacciones de peajes (wheeling): Rolled in allocation, Red line allocation y Mega Watt mille allocation.

1.1. Rolled in allocation. En esta metodología los costos totales de la red se agregan en espacio y tiempo, para ello los costos se asignan a un flujo de potencia específico en proporción a una medida de utilización de la red como puede ser la demanda en punta o la energía total.

A continuación se presentan algunas formas en las que se puede dar esta metodología de asignación de costos de transmisión.

1.1.1.Estampilla (postage Stamp). Este método de tarifación de los costos de transporte de energía es uno de los más sencillos, corresponde a la aplicación de una simple tarifa basada en los costos medios. Para su calculo se toma el costo total del servicio de transporte y se divide por la medida del uso que cada agente hace de la red. La tarifa en este método es totalmente independiente del lugar en que se inyecta la potencia, cerca o distante de los consumos. A cada MW se le impone un peaje que es igual para todos los nodos del sistema.

Para medir el "uso" del sistema, se puede considerar la potencia (MW) consumida o generada en una determinada barra del sistema y en un determinado momento, o se puede considerar la energía (MWh) efectivamente consumida o generada. En cualquiera de los dos casos se debe especificar bien el momento en el cual se hace la medida.

A continuación se describe una de las formas más comunes de aplicación de este método. En esta metodología se define la proporción que paga cada transacción (o wheeling), la cual queda definida por la magnitud de potencia transada y medida en la punta del sistema. La ecuación que se presenta es la siguiente:

$$R_t = TC . P_t / P_{Max}$$

en que:

R_t : precio por la transacción t

TC : costo total del servicio de transporte

P_t : potencia máxima suministrada en la transacción t

P_{max} : potencia máxima del sistema total

La aplicación natural de este método es la de utilizar la potencia inyectada por los generadores y la retirada por los distribuidores (o consumidores en general) en un momento determinado de funcionamiento del sistema.

Este método ha sido ampliamente utilizado en los EE.UU. donde se cobra un peaje basado en \$/kW, por cada unidad de potencia inyectada o retirada de cada nodo del sistema en el momento en que se produce la punta de éste.

1.1.2.Método incremental. En este método, utilizado generalmente en empresas verticalmente integradas, se pretende estipular un precio diferente para los dos tipos de agentes a los cuales la compañía sirve. Por un lado a sus clientes cautivos y por otro a otras compañías que deseen transmitir energía a través de sus sistemas de redes. Es decir existe un costo asociado al suministro de la demanda propia y otro, normalmente mayor al anterior, si se presta un servicio de wheeling.

El principio de este método es el de comparar las dos situaciones (con o sin transacciones adicionales) de manera de establecer la diferencia en costos que significa el hecho de permitir la transacción. Una vez calculada esta diferencia de costo, ésta se utiliza para establecer un peaje (similar al estampilla) para gravar esta transacción y así la empresa transmisora pueda recuperar el costo adicional que le significa permitir esa transacción.

1.2. Red line allocation o Contract Path allocation. Este método tiene su origen en EE.UU. donde ha sido utilizado frecuentemente. El método calcula el costo de un determinado servicio de transmisión basándose en un supuesto camino que debe recorrer la energía desde el punto de suministro hasta el punto de consumo. El trayecto que toma la energía entre esos dos puntos es señalado por mutuo acuerdo entre las partes involucradas. Vale decir comprador y transmisor se ponen de acuerdo sobre el camino más "lógico" que el flujo de energía debería seguir a través de la red.

Esta metodología no considera las condiciones de operación del sistema.

Mediante el siguiente ejemplo se muestra la metodología de Red Line allocation.

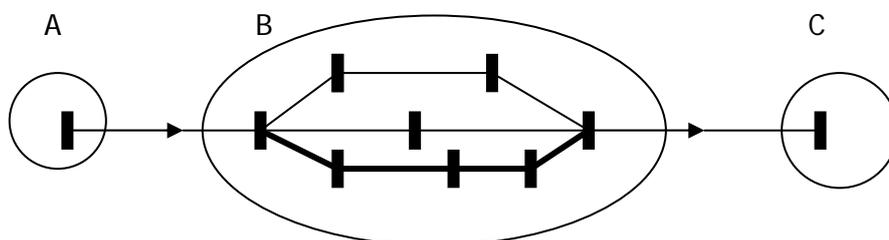


Figura 1. Ejemplo de Contract Path con un único sistema

En el ejemplo existe un único sistema entre el sistema comprador (C) y el vendedor (A). Ambas compañías necesitan la red B para realizar la transacción. Para establecer el peaje las tres compañías se ponen de acuerdo en el recorrido lógico que efectuará la energía. Este camino se encuentra representado en la figura mediante una línea de trazos grueso.

Una vez que se ha elegido el camino que sigue la energía, se calculan los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones que forman ese recorrido. Este costo se prorratea en función del flujo real que circula por ese camino y el flujo que se le supone a la transacción entre A y C, con lo que establece el peaje que debe pagarse por esa transacción.

1.3. Mega Watt-Milla o MW-kM

Este método trata de reflejar, además de la incidencia que sobre los flujos de la red tienen las transacciones, la "cantidad" de red que es necesario utilizar para tal efecto. Es decir, trata de reflejar el problema de que no es lo mismo transportar 10 MW a 10 km que la misma potencia a 100 km; la utilización de la red no es la misma y por lo tanto debe tomarse en cuenta.

El método se basa en la medida del MW-kM como forma de comparar la utilización de la red que hace cada transacción. Para ello, lo primero que se requiere es disponer de un caso base, en el cual se represente mediante un flujo DC una situación significativa de operación del sistema, y que por supuesto incluya las transacciones wheeling que se desean analizar. Del flujo DC se obtienen los flujos por cada línea del sistema. Como se conocen además las longitudes de cada rama, se multiplica cada flujo por la longitud correspondiente de la línea obteniéndose los MW-km. De la suma de todas esas cantidades se obtiene un total de MW-km asociados al caso base.

Luego se debe eliminar la transacción wheeling que se desea evaluar, y calcular un nuevo flujo de potencia. Se multiplican nuevamente todos los flujos por las longitudes de las líneas y se suman las cantidades obtenidas. De la resta de las sumas del caso base y del caso sin la transacción, se obtienen los MW-km que son imputables a la transacción en estudio.

Por último para calcular el peaje de la transacción, se necesita el costo de la red en el caso base. Este costo incluye normalmente los conceptos de inversión, operación y mantenimiento. El peaje se prorratea de acuerdo a la proporción que resulta de los MW-km de la transacción con respecto a los MW-km del caso base.

2. Tarifación a costo marginal de largo plazo. Este método es utilizado por la empresa de transporte de energía eléctrica en Inglaterra y Gales, la National Grid Company.

El método está basado en el cálculo de los costos marginales de largo plazo. El procedimiento de cálculo comienza con el dimensionamiento de la "red mínima"

necesaria para poder suministrar toda la demanda. Para este, se determina la expansión óptima de la red frente a cambios en la demanda y la generación, considerando distintos escenarios en el largo plazo. Es un problema de optimización que a resolver.

Como resultado de este problema se obtiene una "red mínima" en la que la capacidad de cada línea se fija en un valor máximo considerando diversas contingencias del sistema, y asegurándose así que es capaz de soportar cualquier contingencia establecida en la reglamentación. De la solución del problema anterior se obtienen los denominados precios sombra para cada línea y barra. Estos precios sombra (multiplicadores o subproductos de un problema de optimización) expresan el impacto que sobre la capacidad de cada línea tiene la variación de la potencia inyectada en cada barra. Es decir, representa la inversión en la red que se debería realizar para poder aceptar un incremento en la potencia inyectada.

El método propuesto presenta varias simplificaciones con el fin de facilitar su cálculo, estas son:

- La generación está fija y no es obtenida a través de un despacho económico. Es decir, no contempla la posibilidad que sea más económico cambiar la generación antes que invertir en más líneas. Esto significa que la generación no compite con las nuevas instalaciones en transporte.
- No considera las pérdidas en las líneas.
- Se considera continua la inversión en instalaciones de transporte
- Los parámetros eléctricos de las líneas no cambian respecto de la inversión.
- Los precios en cada barra dependen de la elección de la barra de referencia, aunque se mantenga la diferencia relativa entre ellas.

3.Tarifación a costo marginal de corto plazo (costos variables de transmisión). En esta metodología, la retribución que percibe la red, habitualmente llamado Ingreso Tarifario, aparece de forma automática al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal. El ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de potencia y energía en ellas.

Los costos marginales de corto plazo representan el costo marginal de abastecer una unidad adicional de demanda manteniendo constante los activos fijos que conforman el sistema.

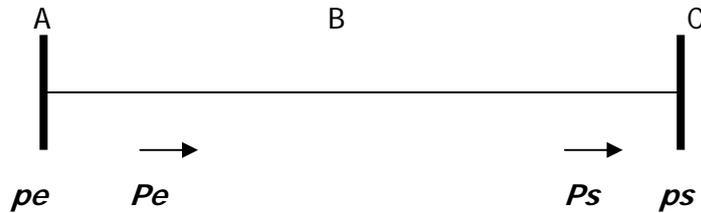
Estos costos marginales se pueden obtener mediante un despacho multinodal o con un despacho uninodal. Para el caso uninodal es necesario utilizar los factores de penalización para obtener los costos marginales en todas las barras a través del costo marginal de la barra de referencia.

Los costos marginales de corto plazo resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda. Este punto puede calcularse mediante la resolución de un problema de optimización en el que se maximice el beneficio social neto actuando sobre dos variables de control, como son la demanda de cada barra y la generación.

El Ingreso Tarifario que se obtiene corresponde a la diferencia que se produce en la aplicación de los costos marginales en cada barra respecto de las inyecciones y retiros

de potencia y de energía. Esto puede comprenderse si se piensa que una línea es un "agente" del sistema que compra una determinada potencia en una barra a un precio y vende una potencia menor (debido a las pérdidas) en otra barra y a otro precio. En la figura siguiente se puede ver que compra una potencia Pe a un precio pe , y vende Ps a un precio de ps . La expresión siguiente corresponde al Ingreso Tarifario de la línea:

$$Ir = Ps \cdot ps - Pe \cdot pe$$



En otras palabras, si se observa el método desde una perspectiva de transacciones wheeling, entre una compañía A que entrega potencia a una C a través de una red perteneciente a B, en este caso la compañía B se queda con la cantidad que resulta de restar la potencia retirada por C $\{Ps\}$ del sistema B a un precio $\{ps\}$, menos la potencia inyectada por A en el sistema B $\{Pe\}$ al precio de la barra correspondiente $\{pe\}$. Esto es como si B comprara la energía en un punto de su sistema y la vendiera en otro.

Existe un Ingreso Tarifario por potencia y otro por energía, la suma de ambos entrega el Ingreso Tarifario Total.

$$IT = IT_{potencia} + IT_{energía}$$

3.1. Ingreso Tarifario por Potencia. Si se toma un sistema de potencia conformado por varias barras a las que inyectan energía los generadores y retiran los distribuidores (consumidores), el Ingreso Tarifario por potencia para un análisis multinodal, para la barra i y la barra j, se tiene:

$$IT_{potencia} = P_i \cdot Precio_j - P_j \cdot Precio_i$$

3.2. Ingreso Tarifario por Energía. De manera análoga al Ingreso Tarifario por Potencia, el Ingreso Tarifario por Energía se calcula así:

$$IT_{energía} = E_j \cdot Precio_i - E_i \cdot Precio_j$$

En sistemas que presentan economías de escala, como el negocio de la transmisión, la tarificación marginal no siempre permite financiar plenamente la operación y desarrollo del negocio, esto es consecuencia de que los costos marginales son menores a los costos medios.

La tarificación en base a costos marginales permite recolectar para los dueños del sistema de transmisión un excedente o ingreso de costo marginal que solo cubre las pérdidas de transmisión y una pequeña parte de los costos de inversión y explotación.

Frente a este problema y para que el negocio de la transmisión resulte atractivo, se ha optado por una tarificación en dos partes, combinando consideraciones de costo marginal con costos medios. En definitiva se debe agregar un cargo adicional al Ingreso Tarifario de manera de financiar completamente el sistema de transmisión. Este cargo adicional que en la legislación de algunos países latinoamericanos es llamado "peaje", debe ser asignado en forma eficiente, de manera de producir las menores distorsiones en la asignación de los recursos entre los agentes que participan en el negocio eléctrico.

Lo que se busca con el cargo adicional es que sumado al Ingreso Tarifario permita cubrir los costos de las instalaciones representados por el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y los costos de operación y mantenimiento de las líneas (COYM). Esto queda representado en la siguiente ecuación:

$$\text{Peaje} = AVNR + COYM - IT$$

en que:

AVNR: anualidad del valor nuevo de reposición o reemplazo

COYM: costo de operación y mantenimiento (generalmente son calculados como una proporción del VNR)

IT: Ingreso Tarifario

La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula generalmente con una tasa de descuento establecido por el ente competente y una vida útil generalmente de 30 años.

Existen en la literatura numerosas alternativas sobre la forma de distribuir el pago del cargo adicional tanto entre los generadores como entre los consumos. El cargo complementario debiera ser asignado mediante un procedimiento que distorsione lo menos posible el comportamiento deseable de los agentes.

Bibliografía

Millan Jaime; Lora Eduardo y Micco Alejandro (2001): Sustainability of Electricity Sector Reforms in Latin America, prepared for the Seminar, Towards Competitiveness: The Institutional Path.