

**La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú:
Algunas Opciones de Política**

Informe Final

Consortio de Investigación Económica y Social - Proyectos Breves

A cargo de:

Ricardo de la Cruz Sandoval

Raúl García Carpio

Junio, 2003

Contenido

Introducción.....	4
1. Marco Teórico de la actividad de transmisión	6
1.1 Características Tecnológicas y Económicas	6
1.1.1 Características Tecnológicas.....	7
1.1.2 Características Económicas	9
1.2 Aproximaciones para fijar el precio de un monopolio natural.....	12
1.2.1. Uso de Costos Marginales y Costos Medios.....	12
1.2.2 La Discriminación entre Segmentos de Mercado: Precios Ramsey.....	13
1.2.3 La Discriminación entre Cantidades Vendidas: Tarifas de dos partes.....	14
1.2.4 La fijación de Cargos de Acceso	14
1.3 Los Métodos para fijar el precio de transmisión	16
1.3.1 El Ingreso Tarifario y el Cargo Complementario	16
1.3.2 Distribución del Cargo Complementario 1: Medidas Independientes	18
1.3.3 Distribución del Cargo Complementario 2: Uso de la Red	19
a) El Método de Bialek	19
b) El Método de Kirschen	21
c) El Método de “Factores de Distribución”	23
1.3.4 Distribución del Cargo Complementario 3: Beneficiarios de la Red.....	24
1.4 Las aproximaciones para la expansión de la red de transmisión	26
1.4.1 Planificación Centralizada	26
1.4.2 Mecanismos Descentralizados.....	27
a) Mercado de Derechos de Transmisión.....	27
b) Aproximación mediante la teoría de juegos cooperativos	29
1.4.3 Implementación en la práctica y la necesidad de regulación	30
2 Algunos procedimientos usados en países vecinos	31
2.1 Mecanismos de Expansión	32
2.2 Métodos de Remuneración.....	34
3. La actividad de transmisión en el Perú.....	35
3.1 Entorno y principales características.....	35
3.2 La oferta de transmisión	39
3.2.1 El Rol del MEM y los agentes privados	39
3.3.1 Criterios usados en la decisión de la expansión.....	40
3.3.2 El Uso de contratos BOOT	41
3.3. Fijación del precio de las instalaciones de transmisión	42
3.3.1 Determinación del Costo de las Instalaciones de Transmisión.....	43
3.3.2 Mecanismos de Remuneración: Ingreso Tarifario y Peajes.....	45
a) Líneas principales	45
b) Líneas Secundarias	46
c) El caso de los contratos BOOT	48
d) La concesión de Etecen y Etesur	50
4. Conclusiones y opciones de política.....	51

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Proceso de Transmisión de la Electricidad.....	7
Gráfico 2: Disminución de costos unitarios por Nivel de Tensión.....	10
Gráfico 3: Curvas de Costos de Transmisión.....	18
Gráfico 4: Ilustración del Principio de Proporcionalidad.....	19
Gráfico 5: Reparto del Cargo Complementario por el Método de Bialek.....	20
Gráfico 6: Representación Gráfica del Método de Kirschen.....	22
Gráfico 7: Aplicación del Método de Kirschen.....	22
Gráfico 8: Sistema Interconectado Nacional (SEIN).....	37

Índice de Cuadros

Cuadro 1: Estadísticas del Sistema de Transmisión Nacional (2001).....	38
Cuadro 2: Niveles de Facturación Empresas Transmisoras SEIN (2001).....	39
Cuadro 3: Reparto de los Costos del Centro de Control de Etecen.....	44
Cuadro 4: Liquidación mensual de Transmantaro (mayo 2001).....	49
Cuadro 5: Cálculo del Peaje Unitario de Conexión Transmantaro (miles de US\$).....	49

Índice de Anexos

Anexo 1: Las Leyes Eléctricas Básicas.....	55
Anexo 2: Análisis Costo - Beneficio Línea Mantaro - Socabaya.....	58

Introducción

El presente documento tiene el objetivo de analizar la problemática del sistema de transmisión de energía peruano en sus dos variables fundamentales: la tarificación del servicio de transmisión y los mecanismos de expansión de la oferta de transmisión. Ello permitirá identificar algunos problemas de fijación del precio y oferta de servicios de transmisión que enfrenta actualmente el marco regulatorio y los nuevos retos asociados a la creciente interconexión nacional y los proyectos de interconexión internacional. En este contexto se analizan y evalúan las recientes concesiones bajo la modalidad de contratos BOOT y el esquema de privatización de Etecen (Empresa Transmisora de Energía del Norte) y Etesur (Empresa Transmisora de Energía del Sur). El análisis permitirá identificar los principales problemas existentes en el marco regulatorio peruano y derivar algunas opciones de política que permitirían mejorar su desempeño.

Si bien la transmisión de electricidad puede parecer a simple vista un tema de importancia económica menor, incluso al nivel del sector eléctrico, donde representa menos del 10% de los ingresos de las empresas del sector, recientes investigaciones y la experiencia internacional han mostrado la importancia del sistema para fomentar la competencia dentro del sector eléctrico así como la competitividad de los usuarios de energía. Un sistema de transmisión adecuadamente regulado posibilita un mayor grado de competencia entre empresas generadoras, con la consiguiente reducción de tarifas para los usuarios finales, y hacer viables esquemas de mayor apertura al mercado como la implementación de subastas de energía.

La actividad de transmisión tiene características de monopolio natural y se constituye en un “insumo esencial” (“essential facility”), ya que es necesario para llegar a los clientes finales y es muy costoso para los generadores replicar las instalaciones. Estas características hacen necesario que la actividad sea regulada en aspectos tales como la fijación de tarifas y los mecanismos de expansión. En particular, el documento se busca realizar una primera evaluación de en que medida el esquema de regulación actual logra simular los resultados que se obtendrían en un entorno competitivo, genera las señales adecuadas a los inversionistas y establece precios adecuados a los diferentes usuarios de las redes.

Los problemas de expansión y fijación de tarifas óptimas se han afrontado de diversas formas en cada país y en el caso peruano serán abordados por primera vez desde un punto de vista económico usando conceptos de la teoría de los monopolios naturales, el enfoque marginalista aplicado al sector eléctrico, las experiencias internacionales relevantes y los avances recientes de la teoría de la regulación.

El análisis permitirá evaluar en base a criterios razonables, derivados de los avances a nivel teórico y las mejores prácticas internacionales, el marco institucional que regula los mecanismos para incrementar la oferta de transmisión en el país. En particular, se analizarán los procedimientos administrativos para la aprobación de los proyectos entre entidades como el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG). Este tema reviste gran importancia, ya que, en el extremo, una oferta de transmisión inadecuada puede generar redes congestionadas lo que obligaría a alterar el orden de despacho de mínimo costo e incrementar las tarifas y

generaría desabastecimiento en diversas zonas con sus consecuentes efectos sobre la actividad económica.

En este punto también se evaluará el diseño de los contratos BOOT (Build, Own, Operate and transfer) para la construcción de nuevas líneas y su efecto en las tarifas eléctricas. En particular debe tenerse en cuenta que un bajo nivel de competencia en la licitación se puede traducir en un reconocimiento de inversiones ineficientes en las tarifas debido a que la oferta ganadora se traduce inmediatamente en los componentes de inversión y operación de las tarifas de transmisión. En el caso del esquema de privatización de Etecen y Etesur se requiere analizar el mecanismo adoptado en el proceso de transferencia y si este ha sido compatible con los principios regulatorios vigentes en el sector.

Por su parte, en el tema de la fijación de precios se tratará principalmente el problema relacionado a los criterios usados para asignar los costos de transmisión entre los diferentes usuarios de la red principalmente en el caso de las redes principales y secundarias, y la justificación económica de estos criterios. También se discute la manera en la cual el sistema de precios actual genera las señales necesarias para la expansión y la inversión eficiente.

En el documento se discuten tangencialmente otros problemas que no están directamente relacionados con los objetivos planteados en la investigación como el tratamiento de la transmisión por el modelo “Perseo”, usado para optimizar el abastecimiento de electricidad, la adecuación de usar una tasa de 12% sobre la inversión dados los niveles de riesgo de la actividad y los esquemas de concesión recientes, la posibilidad de comportamientos estratégicos derivados de la concentración (horizontal y vertical) y los incentivos que pueden tener los agentes privados para usar la infraestructura de transmisión en la provisión de otros servicios como las telecomunicaciones y la forma como este tema es tratado en el marco regulatorio. Un tema que no se toca en el documento es el relacionado a la problemática de la interconexión internacional y la armonización de marcos regulatorios.

El análisis de la problemática de la transmisión supone ciertos conocimientos de las características, funcionamiento y tratamiento regulatorio de la actividad de transmisión de electricidad. En vista de esta necesidad el documento se inicia con una primera sección donde se discuten brevemente las características económicas y tecnológicas de la actividad de transmisión, para luego analizar las alternativas de regulación de actividades con características de monopolio natural en general y los métodos usados para fijar las tarifas de transmisión haciendo énfasis en la lógica del sistema marginalista y los sistemas de reparto de los cargos complementarios. Por último, en esta primera sección se discute el problema de la expansión y la forma como se ha venido afrontando, ya sea en el marco de una planificación centralizada y los mecanismos descentralizados, en particular el uso de juegos cooperativos y la creación de un mercado de derechos de transmisión, y las soluciones intermedias a las que se ha llegado en la práctica.

Una segunda sección analiza las principales diferencias que se observan en los países latinoamericanos en la forma como han recogido los criterios y procedimientos que menciona la literatura en los temas de expansión y fijación de tarifas. La comparación de

estas experiencias con el caso peruano permite posteriormente derivar algunas opciones de política.

En la tercera sección se analiza el caso peruano a partir de la contextualización del tratamiento de la transmisión dentro del marco regulatorio del sector eléctrico, para discutir a continuación la forma como se ha venido afrontando el problema de la expansión tanto a nivel institucional como los mecanismos utilizados, en particular los contratos BOOT, para pasar luego a los procedimientos y criterios usados para fijar las tarifas tanto al nivel de reconocimiento de costos, como mecanismos de remuneración.

Por último, en base a los criterios que sugieren los desarrollos de la literatura y las mejores prácticas usadas a nivel de la región se hace una evaluación del marco regulatorio de la transmisión en el Perú y se discuten algunas alternativas que permitirían mejorar su desempeño.

1. Marco Teórico de la actividad de transmisión

El proceso de provisión de energía eléctrica se puede dividir en cuatro actividades. La primera es la generación de energía realizada a través de diferentes centrales tanto hidráulicas como térmicas. Estas centrales inyectan su energía al sistema de transmisión principal para lo cual utilizan a su vez líneas de menor voltaje (sistemas secundarios de generación). Por su parte, las empresas distribuidoras toman energía del sistema de transmisión para llegar a través de sus redes a los consumidores de servicio público (sistemas secundarios de demanda). Por último, se considera a la actividad de comercialización como una actividad independiente del traslado físico de la energía, aunque muchas veces es realizada por las empresas distribuidoras, como en el caso peruano.

Estas actividades eran llevadas a cabo en forma conjunta por empresas estatales verticalmente integradas hasta la década del ochenta. Sin embargo, el avance tecnológico, particularmente en la reducción de las economías de escala y costos hundidos en la actividad de generación así como los desarrollos en el análisis económico posibilitaron la separación de estas actividades y el posterior proceso de desregulación y traslado a operadores privados.

1.1 Características Tecnológicas y Económicas

En el Perú, la industria eléctrica era operada y administrada como un monopolio integrado hasta 1992, fecha a partir de la cual se introduce la reforma en el sector a través de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Esta reforma recoge las experiencias de otros países, particularmente la chilena, así como los avances de la ciencia económica en el tema de la regulación económica de monopolios naturales. La reforma introdujo la separación de las actividades y el tratamiento de la transmisión como una actividad independiente encargada de transportar la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo.

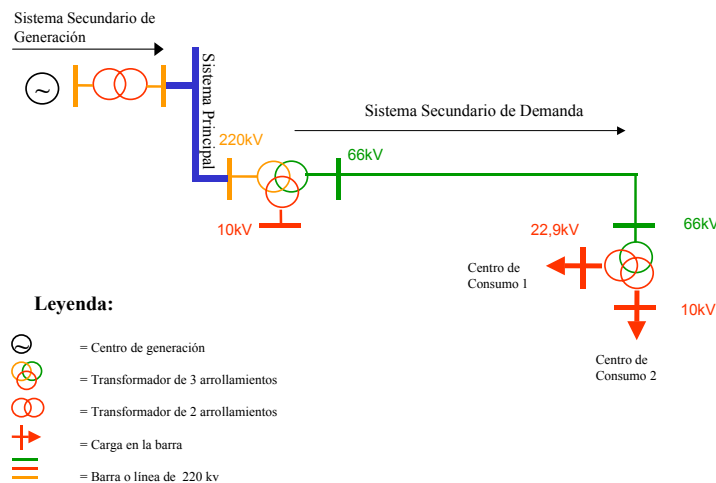
1.1.1 Características Tecnológicas.

La actividad de transmisión se refiere principalmente al transporte de la energía en altos niveles de voltaje¹, desde los generadores hacia los centros de consumo. Para ello cuenta con un conjunto de redes de diferente tensión y subestaciones de transformación². En el proceso de transmisión de energía se pueden distinguir tres etapas (ver gráfico 1):

La inyección de energía y potencia al sistema principal de transmisión es realizada por parte de los generadores, para lo cual utilizan líneas de transmisión “secundarias” y se requiere la transformación de la tensión a fin de reducir las pérdidas de energía. Esto se hace mediante transformadores que fijan el voltaje de corrientes mayores a 100 KV³ según se requiera.

Luego de lograr el voltaje adecuado, la electricidad es transportada por medio de líneas de alta tensión, en el caso peruano usualmente 220 KV, a las subestaciones. En las subestaciones se efectúa la transformación de la corriente para reducirla a media tensión, usualmente entre 60 KV y 138 KV, para ser luego retirada del Sistema de Transmisión Principal a fin de satisfacer a la demanda. Por último, antes de que la energía llegue a los consumidores finales, la media tensión se reduce a baja tensión de 380 V ó 220 V. Esto se realiza en los transformadores de distribución ubicados normalmente en los postes⁴.

Gráfico 1: Proceso de Transmisión de la Electricidad



¹ Las características de las líneas de transmisión son: capacidad (medida en Wats) y tensión (medida en Voltios). La capacidad se refiere a la potencia que se puede transportar y la tensión se refiere al Voltaje que ha de tener la energía a ser transportada. La tensión es un atributo de la energía eléctrica que se refiere a la velocidad de movimiento de los electrones siendo la unidad de medida el Kilovoltio donde 1000Voltios (V)=1Kilovoltio (KV)

² Las subestaciones tienen transformadores que convierten la electricidad de alto voltaje a electricidad de menor voltaje. La electricidad de alto voltaje puede viajar más eficientemente distancias largas por tener menores pérdidas por exposición al medio ambiente.

³ Debe tenerse en cuenta que un KV(Kilovoltio) equivale a 1000 Voltios

⁴ En el caso peruano, la GART considera los siguientes niveles: Muy Alta Tensión: más de 100 KV, Alta Tensión: entre 30 KV y 100 KV, Media Tensión: entre 400 V y 30 KV, y Baja Tensión: menor a 400 V.

En el “proceso productivo” del sistema eléctrico se cumplen un conjunto de leyes eléctricas básicas y se tienen que respetar una serie de limitaciones tecnológicas que condicionan tanto la operación como la naturaleza de las transacciones físicas y comerciales de electricidad.

Una primera restricción importante es que la energía y la potencia no puede “almacenarse” a costos económicos razonables, lo que determina que la demanda y oferta deben equilibrarse en forma simultánea en tiempo real. Esta necesidad se complica aún más en un sistema eléctrico interconectado en donde las ofertas y demandas están localizadas en diferentes puntos geográficos. Esta característica hace que ante variaciones aleatorias de las cargas, ya sea por fallas de las centrales generadoras, de las instalaciones de transmisión, cambios en la hidrología esperada, se produzcan eventos que inciden en los flujos de potencia y en la seguridad y operación económica del sistema.

Además de la simultaneidad, un sistema eléctrico debe cumplir las leyes de Kirchoff. La primera Ley de Kirchoff señala que la suma de todas las fuerzas de desplazamiento que se pierde a lo largo del circuito eléctrico debe ser igual a la diferencia de la fuerza con la que se inyecta y la fuerza con la que llega el electrón a la barra de generación, mientras que la segunda indica que la energía inyectada en una barra será igual a la energía retirada de la misma. Estas dos leyes condicionan que un generador localizado en la misma área geográfica de su cliente no abastezca de manera exclusivamente su contrato físico de suministro. Además, la energía proporcionada por el generador se consume a pesar de que su demanda pueda ser menor, es decir no es posible el “almacenamiento” ni la “generación” de energía en las instalaciones de transmisión. Otra ley que condiciona la operación es la ley de Ohm que indica que la energía será trasladada por el conductor que ofrezca menos resistencia⁵.

De esta forma, el proceso productivo y las leyes básicas de un sistema eléctrico condicionan las transacciones económicas y físicas de energía. En particular, hacen que sea las transacciones económicas sean diferentes de las transacciones físicas. Por ejemplo, si un generador tiene un contrato de abastecimiento con una distribuidora por 100 MWh valorizado a 37 US\$/MWh, el proceso de abastecimiento en un sistema hipotético podría darse de la siguiente manera: El generador con el contrato inyecta su energía lejos de la barra de donde retira su energía la distribuidora; además existe un segundo generador que inyecta energía en la barra de retiro de la distribuidora. En este caso, la transacción física será aquella en la cual el segundo generador transfiere una parte de los “electrones” demandados por la distribuidora, mientras que la económica será aquella en la cual la distribuidora deberá abonar al primer generador 3700 dólares.

La segunda consecuencia es que es imposible conocer la composición exacta del suministro de la demanda. Es decir, si la misma distribuidora retira del sistema 100 MWh, ésta no puede conocer cuantos electrones son del generador con el que tiene su contrato y cuantos

⁵ Una discusión más detallada de la forma como operan estas leyes en los sistemas eléctricos se discute en el Anexo 1.

del segundo generador. Una forma alternativa de expresar este razonamiento es que no se puede pintar de “rojo” los electrones inyectados por un generador para luego contar, en cada barra de retiro, cuantos electrones corresponde a cada cliente.

1.1.2 Características Económicas

Los costos de las empresas transmisoras se puede clasificar en dos grandes grupos: El primero es el costo de inversión que incluye la construcción de las líneas, subestaciones y centro de control, y el segundo corresponde a los costos de operación y mantenimiento (COyM), que incluye al personal vinculado a la operación de estas instalaciones, los gastos para el mantenimiento de las instalaciones, seguridad y otros. En el caso peruano, los COyM anuales suelen representar un 3% del costo de inversión reconocido en los procesos de fijación de tarifas.

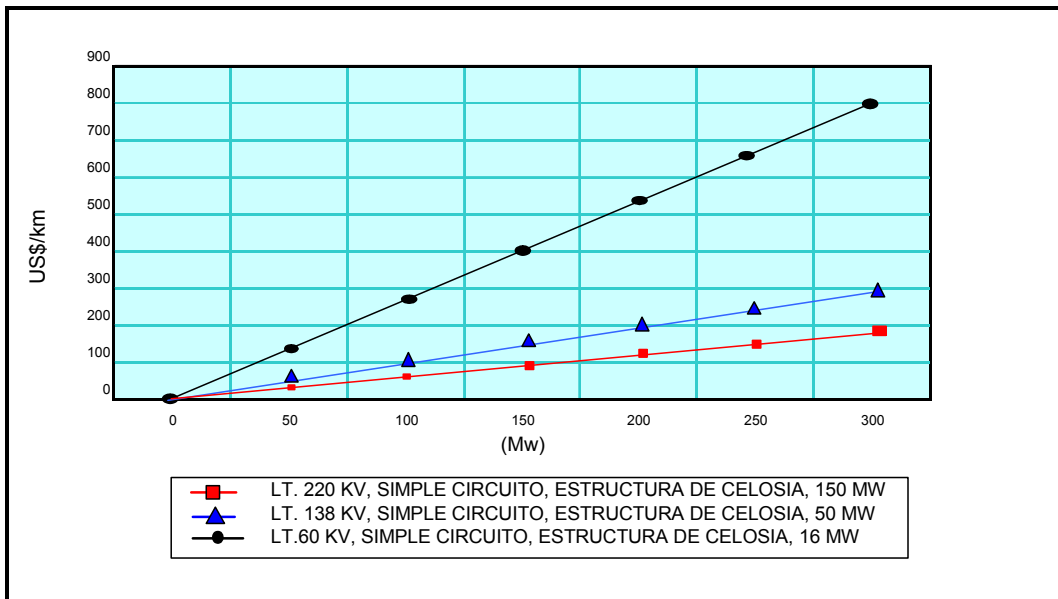
Economías de escala, densidad y coordinación.

Se reconoce que la actividad de transmisión presenta las características de un monopolio natural, principalmente por la presencia de economías de escala. Estas se encuentran ex-ante, es decir al momento del tendido de las líneas de donde se decide la capacidad que van a tener. Así, el uso de líneas múltiples y de alto voltaje, al nivel de líneas de transmisión de punto a punto, implican que el costo medio de transmitir 1 MW extra decrece a medida que la capacidad de la línea aumenta (Joskow y Schmalensee, 1983). Una prueba de este hecho son investigaciones como la realizada por Johnson (1992), citado por Hjalmarsson (1998), sobre las economías de escala en transmisión, donde se encuentra, en base a la estimación de una función de costos Leontief generalizada, que la elasticidad escala⁶ ascendería a 1.3.

Estas economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos (valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, etc.) y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje de las líneas cuyo costo marginal no es proporcional a los incrementos en la capacidad de transmisión. Así, Rudnick (1999a) presenta una serie de estadísticas sobre los costos unitarios de Km – KV para las líneas existentes en países como Chile y Colombia donde se evidencia la presencia de economías de escala (ver Gráfico 2). Estas economías también se presentan en los equipos de compensación y transformadores así como en los costos fijos de operación y mantenimiento, tales como los costos de contratación de operadores de las instalaciones y las cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

⁶ Definiéndose como variación porcentual del nivel de la producción ante un cambio porcentual en el tamaño de la escala de planta.

Gráfico 2: Disminución de costos unitarios por Nivel de Tensión



Rudnick (1999b) muestra que, de acuerdo a una serie de estimados sobre los factores que intervienen en los costos de brindar los servicios de transmisión, la función de costos de las líneas de transmisión se aproximaría a una función del tipo:

$$\text{Costo Total} = L^{0.8} K^{0.42} e^{(3.28+0.40N)}, \text{ donde:}$$

L: longitud de la línea de transmisión

K: capacidad de transmisión

N: número de circuitos

Derivando esta expresión respecto a K podemos obtener los costos medios y los costos marginales de proveer el servicio de transmisión. Es fácil observar que se cumplirá la siguiente relación entre los costos medios y los costos marginales ($CMg = 0.42CMe$). Dado que los costos marginales son decrecientes esta relación es una evidencia de la existencia de economías de escala para todo nivel de capacidad. Una relación similar se cumpliría en el caso de los costos de transformación.

Por otro lado, la transmisión también presenta economías de densidad asociadas al uso de la capacidad de las líneas en función de los niveles de energía que se transportan sobre éstas. De esta manera, si existe capacidad no utilizada, resultará más eficiente incrementar la carga sobre el sistema de transmisión existente antes que construir uno nuevo. Esta sobrecapacidad puede deberse a factores tales como las indivisibilidades en el tamaño de las instalaciones y el uso de niveles de voltaje estandarizados.

Un moderno sistema eléctrico, que garantice seguridad en el suministro, requiere del funcionamiento eficiente de la actividad de transmisión, en coordinación con la generación, por lo que la actividad de transmisión es un factor vital para que la oferta satisfaga

eficientemente a la demanda tanto el corto como en el largo plazo. Esta coordinación tiene una serie de beneficios que, según Joskow y Schmalensee (1983), se refieren principalmente a los siguientes:

- Se aprovechan economías de escala al nivel de planta por la consolidación de demandas dispersas que pueden ser servidas por centrales de generación relativamente pequeñas.
- Se requieren menores niveles de reservas necesarias para mantener la seguridad del suministro en comparación con los que se tendrían que mantener si las empresas operaran aisladamente.
- Permite la programación de la operación del sistema de manera más eficiente y menos costosa, estableciéndose el orden de despacho en función de las empresas que presentan los menores costos de producción.
- Permite alcanzar economías de no simultaneidad en la demanda, debido a que en el caso de existir zonas con perfiles de demanda diferentes a lo largo del tiempo se necesitaría de una capacidad instalada menor a la suma de las máximas demandas para abastecerlas de forma conjunta, ya que las máximas demandas no coincidirían en el mismo momento.
- Permite el aprovechamiento de economías de ámbito ya que el costo de transportar energía a puntos geográficamente distintos sea menor que el costo de transportar a esos mismos puntos por medio de sistemas eléctricos que no están interconectados.
- Se logran menores costos de mantenimiento del sistema.

Sin embargo, existe una considerable incertidumbre acerca de la escala precisa a la que se estarían agotando los beneficios de la coordinación. Joskow y Schmalensee (1983) mencionan que según la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) las economías de coordinación en un sistema interconectado no se agotan antes que la máxima demanda sea mayor a los 10 GW en horas punta, lo cual sin embargo se estaría superando por el rápido avance en las técnicas empleadas para la simulación de la operación de sistemas eléctricos. Las ganancias de estas economías se logran mediante la actuación de Comités de Operación Económica del Sistema, como en el caso peruano.

Por otra parte, las inversiones realizadas en transmisión tienen características de costos hundidos, al poseer un bajo valor residual si dejan de operar, a lo que se une el hecho que la inversión en incrementos de capacidad del sistema sólo se pueden llevar a cabo de forma discreta, existiendo indivisibilidades en la inversión. Asimismo, las líneas de mayor capacidad o voltaje sufren menores pérdidas de energía por transmisión eléctrica y las pérdidas de transmisión son crecientes en la energía transmitida por una línea.

1.2 Aproximaciones para fijar el precio de un monopolio natural

1.2.1. Uso de Costos Marginales y Costos Medios

La aproximación para fijar el **precio igual que el costo marginal** fue propuesta por Harold Hotelling (1938). La lógica de este principio es igualar valoración de la unidad marginal consumida con el costo marginal de producirla⁷. Esta condición logra una óptima asignación de recursos de la sociedad y las empresas logran cubrir sus costos.⁸

Sin embargo, cuando el mercado tiene características de monopolio natural, como es el caso de la transmisión, la imposición de este criterio en la tarificación significa que la empresa incurrirá en pérdidas económicas debido a la existencia de economías de escala por lo que el costo medio es superior al costo marginal para todos los niveles de producción. Tampoco es deseable que la empresa monopólica fije libremente el precio ya que ello deriva en una pérdida neta de bienestar para la sociedad pues la cantidad producida por un monopolista es inferior a la socialmente eficiente.

La solución propuesta por Hotelling al problema de tarificación del monopolio natural consiste en legalizar el monopolio, fijar las tarifas usando el costo marginal de corto plazo, y subsidiar al monopolio por las pérdidas incurridas restringiendo por ley la entrada de nuevas empresas a la industria.

La aplicación de esta propuesta posee ciertas limitaciones que debilitan sus propiedades de eficiencia. Una de las críticas es que su aplicación tiene efectos distributivos que pueden ser no deseables, como es el caso de financiar el subsidio mediante impuestos generales a pesar que muchos contribuyentes no se beneficien del servicio de transmisión. Otra crítica es que la aplicación de impuestos en otros mercados genera distorsiones en los precios relativos, y por lo tanto la asignación de recursos, generando pérdidas a la sociedad que pueden ser superiores a los beneficios obtenidos en el mercado de transmisión. Paralelamente, este tipo de tarificación puede generar incentivos negativos sobre la eficiencia productiva al garantizar todos los costos incurridos por la empresa por lo que es necesario que se complemente con el uso de estándares de eficiencia en el reconocimiento de costos.

Para evitar los subsidios y sus consiguientes distorsiones, una alternativa propuesta fue considerar la tarificación de monopolios naturales como un problema de obtener el precio y la cantidad que minimizaran la pérdida de eficiencia en la operación del sistema, imponiendo la restricción de autofinanciamiento. La solución del problema fue **igualar el precio al costo medio**. Esta solución se implementó mediante una tarifa que cubriera los costos operacionales y además asegurara un nivel de rentabilidad sobre el activo fijo. Este método garantizaba una cierta rentabilidad sobre los activos fijos, y fue conocida en Estados Unidos como "Rate of Return Regulation" (ROR). Sin embargo, este método presenta importantes problemas, siendo uno de los principales el señalado por Averch y

⁷ En el caso de que la demanda sea unitaria para cada consumidor, el valor marginal se interpreta como la valorización del último consumidor que demanda el bien o servicio.

⁸ Ver Rondanelli, Erik Haindi "Análisis de la Regulación y tarificación del sector eléctrico en Chile" en Morandé (1996) para una discusión algo más detallada.

Johnson (1962) al demostrar que este tipo de regulación induce a las empresas a usar de manera excesiva el capital. Es decir, no se elige la combinación de factores que minimiza el costo de la empresa. Además, proporcionaba incentivos para que las firmas incrementen artificialmente sus costos operativos.

El segundo problema de igualar el precio al costo medio es que introduce discrecionalidad en el regulador. Por ejemplo, en el caso de que existan muchos bienes o servicios al no establecerse relaciones entre los precios de los distintos servicios, el regulador tiene incentivos para fijar precios con criterio político, lo que lleva a la existencia de subsidios cruzados. Un tercer problema es que incentiva la integración vertical y horizontal de la empresa regulada pues la empresa venderá a un precio menor al costo marginal en la actividad que se ha integrado. La diferencia se cubre con una mayor tarifa en la actividad regulada, debido al aumento del activo fijo, introduciéndose un elemento de competencia desleal en los mercados en que interviene.

1.2.2 La Discriminación entre Segmentos de Mercado: Precios Ramsey

Una alternativa para fijar el precio del monopolista se deriva de los criterios usados para resolver problemas de finanzas públicas, donde se busca definir un conjunto de impuestos que genere la recaudación deseada y haga mínima la pérdida social. Este problema fue planteado por Frank Ramsey en 1927. Boiteux extendió este criterio al problema de tarificación de un monopolio natural. Posteriormente, Baumol y Bradford (1970) propusieron su implementación a la tarificación de los monopolios naturales mediante un mecanismo de tarifas múltiples con desviaciones óptimas del costo marginal.

El criterio sugerido por Baumol consiste en la búsqueda de un segundo óptimo, imponiendo la restricción de autofinanciamiento. En el caso de que la elasticidad precio de las demandas de los bienes sean iguales, el criterio de tarificación óptima propuesto por Baumol requiere que los precios se desvíen del costo marginal, de tal modo que la cantidad demandada se contraiga en el mismo porcentaje para todos los bienes y servicios en cuestión. La diferencia entre el precio y el costo marginal cumple la función de un impuesto implícito que permite lograr el equilibrio financiero.

En el caso particular en que la demanda por todos los bienes y servicios en cuestión no estuviera relacionada entre sí (elasticidades cruzadas iguales a cero), el criterio anterior conduce a que la tasa de impuesto implícita, expresada como porcentaje del costo marginal, debe ser proporcional al inverso de la elasticidad precio del bien o servicio (η_i).

$$\frac{p_i - c_i}{p_i} = \frac{\lambda}{\eta_i}$$

Este resultado lleva a poner impuestos implícitos más altos a los bienes cuya demanda es menos elástica. En el caso de existir un bien o servicio completamente inelástico, la aplicación del criterio anterior llevaría a financiar toda la diferencia entre el costo medio y el costo marginal únicamente con un impuesto implícito sobre el bien inelástico. Este esquema ha sido cuestionado en muchos casos por no tener consideraciones de equidad, ya

que normalmente los consumidores con demandas más inelásticas serán aquellos con menores oportunidades de elección de otras alternativas. Adicionalmente, este esquema enfrenta el problema de requerir una estimación confiable de la elasticidad de la demanda de los diferentes consumidores.

1.2.3 La Discriminación entre Cantidades Vendidas: Tarifas de dos partes

Ronald Coase (1946) criticó la solución de Boiteux intentando rescatar la solución de Hotelling desde una perspectiva de tarifas múltiples. Coase señaló que en relación a los monopolios naturales se debe dar solución a tres temas: La conveniencia o no para un grupo de individuos de disponer del servicio o ampliarlo, el nivel de consumo de este bien y la conveniencia de producir una unidad adicional.

Según Coase resulta casi imposible afrontar estos problemas con un precio único asociado a las unidades del servicio, por lo que requiere un conjunto de tarifas óptimas. Así, se tiene que existe un primer "precio" que la sociedad debe pagar por contar con el bien o servicio en general. Un segundo "precio" debe constituir la señal de mercado que permita al usuario decidir si adquiere el bien o servicio o no. Un tercer "precio" entrega la señal al usuario para que decida cuántas unidades del bien o servicio le conviene adquirir. Coase plantea el principio de que son todos los usuarios del bien o servicio quienes deberían financiar la provisión de éste.

En el caso del sector eléctrico Coase (1970) propone utilizar al menos dos tarifas: un cargo fijo más un cargo variable por KWh consumido. El cargo variable por energía debe fijarse de acuerdo al costo marginal de corto plazo - de acuerdo al criterio de Hotelling -, y el costo fijo debe dimensionarse de forma de cubrir la diferencia entre el costo medio y el costo marginal. Es importante destacar que la solución de Coase es óptima solamente cuando la demanda por la conexión al servicio es inelástica, es decir, que el número de usuarios sea independiente del cargo fijo cobrado.

1.2.4 La fijación de Cargos de Acceso

En el caso de instalaciones con características de monopolio natural que brindan servicios de transmisión es crucial el concepto de "Open access". Es decir, los propietarios de las instalaciones deben estar dispuestos a cobrar un determinado cargo a fin de dejar que los demás usuarios hagan uso de las instalaciones. Como se verá posteriormente, en el caso de la transmisión la introducción de criterios económicos para repartir los costos entre los usuarios es relativamente reciente y no se ha discutido ampliamente la posibilidad de recoger, en la medida de lo posible, avances teóricos en otras actividades como las telecomunicaciones y el gas natural.

Los cargos de acceso son muy importantes ya que de ellos dependerá la capacidad de la operadora de obtener tasas de retorno razonables sobre su inversión en infraestructura y así expandir la red. También tendrán implicancias sobre la capacidad de entrada exitosa de

nuevos inversionistas más eficientes que la empresa operadora, así como para reducir ineficiencias derivadas de la intención de otros entrantes para construir redes paralelas.

La regla utilizada ampliamente para fijar cargos de acceso se conoce como la regla del componente eficiente de Baumol y Willig conocida sus siglas en inglés como ECPR (Efficient Component Pricing Rule)⁹. Esta se centra en la entrada eficiente donde se busca que el precio de acceso sea igual al costo de oportunidad de la operadora.

En esta perspectiva, el precio de acceso que debería cobrarse es aquel que deja indiferente al monopolista entre proveer el servicio a su demandante o sólo a si mismo. El precio de equilibrio en este caso es aquel que mantiene el beneficio total constante. Es decir, el demandante debe compensar al proveedor por los beneficios que deja de percibir cuando las ventas del entrante desplacen a las del proveedor de la red ocasionándole una pérdida de participación en el mercado final. En el caso que este desplazamiento sea total, el precio de acceso debe cubrir dos costos: El costo de facilitar efectivamente el uso de la red y el costo de oportunidad derivado del efecto de desplazamiento (“crowding out”) en el mercado final. El último mercado se supone competitivo o sujeto a competencia potencial (contestabilidad).

Sea “p” es el precio que rige para el bien final, “c” el costo del monopolista en este mercado y “d” el costo incremental promedio de proveer el acceso. Bajo la regla del ECPR el cargo de acceso “a” sería definido como:

$$a = d + (p-c-d) = p-c$$

Bajo los supuestos mencionados, el precio a fijarse en el mercado debe ser el cercano al costo medio de las inversiones en esta actividad ya que este mercado es competitivo lo que implica que la empresa esté obteniendo una rentabilidad razonable y no rentas monopólicas.

Posteriormente esta regla fue criticada por una serie de autores destacando la realizada por Laffont y Tirole (2000) basada en la teoría normativa de la formación de precios óptimos bajo información incompleta. Ellos derivaron cierta forma de precios a la Ramsey donde se sugería que la ECPR estaba basada en una visión demasiado simple de la entrada -el paradigma de la disputabilidad-, y que pasaba por alto otras dimensiones del problema: información, costos fijos, heterogeneidad de las firmas. Se suponía, por ejemplo, que las firmas enfrentan funciones de costo idénticas y la misma función de demanda en el segmento competitivo.

El precio de acceso óptimo derivado por estos autores impone un margen sobre el costo marginal que depende del tamaño de los costos fijos en la industria y de la elasticidad del segmento competitivo que solicita el acceso. Esta regla supone una discriminación entre mercados con diferentes elasticidades y coincide con la ECPR sólo en algunos casos excepcionales. Sin embargo, este enfoque de fijación de precios de acceso basado en la

⁹ Algunos alcances de la aplicación de esta regla a la actividad de transmisión son dados en Baumol y Zidak (1995)

demanda es a menudo resistido por los reguladores ya que implica cierta discriminación entre consumidores y porque requiere de una importante cantidad de información confiable para implementarlo¹⁰.

1.3 Los Métodos para fijar el precio de transmisión

La manera de asignar los costos de transporte a los usuarios de las redes de transmisión ha pasado por diversas etapas. En un primer momento, donde los sistemas eran verticalmente integrados, la red era utilizada exclusivamente por la empresa, normalmente estatal, y la forma como se cargaban los costos era agregándolos de forma sencilla a los costos finales y trasladándolos así al usuario final.

Sin embargo, el desarrollo del mercado generó que las transacciones y los flujos se incrementaran y las empresas comenzaron a prestar servicios de red a terceros. De esta forma surgió la figura del “wheeler” como el proveedor de los servicios de red entre un generador y un usuario. Este servicio se consideró eficiente desde un primer momento debido a las ineficiencias de costear nuevas líneas para materializar una transacción. Ello llevó también a que luego de un tiempo se le declarase obligatorio a fin de asegurar la eficiencia económica de las transacciones en el sector.

En un principio la asignación de costos se empezó a hacer mediante modalidades todavía sencillas como cargos fijos por MWh inyectado, pero luego de la liberalización de los sistemas eléctricos y el surgimiento de una serie de fenómenos como los flujos no deseados (“loop flows”) de potencia que aparecen en los sistemas vecinos y no son asociados directamente a las transacciones, se hizo necesario la introducción de métodos de asignación de costos de transmisión con mayor sustento técnico y económico¹¹.

En la actualidad, se ha extendido la aproximación de fijar los cargos de transmisión mediante el uso del modelo marginalista, en particular a través de los costos marginales de corto plazo. Sin embargo, si bien teóricamente la aplicación del sistema marginalista en el caso de la transmisión permite la recuperación de los costos medios de transmisión, bajo ciertas condiciones, como se discutirá en la siguiente sección, ello no sucede en la realidad teniendo que considerarse una serie de métodos para asignar los cargos complementarios necesarios para que las empresas transmisoras cubran sus costos.

1.3.1 El Ingreso Tarifario y el Cargo Complementario

El marco de análisis de los precios de transmisión se basa en el modelo de tarificación en base a costos marginales desarrollado originalmente por Boiteux (1960)) y presentado con todas sus extensiones por Schweppe et al (1988).

¹⁰ Ver Laffont (1998) para una breve reseña de esta controversia

¹¹ Se han utilizado una serie de alternativas para asignar el costo total de transmisión, tales como el sello de correos, los métodos incrementales, el uso de conceptos de reparto basados en juegos cooperativos, derechos de transporte, el método del itinerario acordado, entre otras alternativas, algunas de las cuales se discutirán en el contexto de asignación de los cargos complementarios (Rubio Oderiz, 1999)

Sin embargo, sólo recientemente se ha empezado a tener una idea más clara y rigurosa de las condiciones bajo las cuales la aplicación de principios marginalistas permite recuperar los costos de la transmisión (Odériz y Arriaga, 1999 y Odériz, 1999). El resultado teórico de resolver el problema de minimizar los costos del abastecimiento muestra que, bajo ciertos supuestos, tales como un costo de inversión lineal respecto a la capacidad instalada y el planteamiento del problema en variables continuas, los ingresos variables obtenidos permiten recuperar íntegramente los costos de inversión en la transmisión (ver también Rivier, Rubio y Vásquez, 1999). Ello implica que los ingresos variables sean iguales a los costos sólo en los casos de redes “perfectamente adaptadas”.

Sin embargo, en la práctica, el principal problema encontrado de la aplicación de principios marginalistas es que el cálculo de precios en barra basados en costos marginales de corto plazo con discriminación espacial cubre sólo un promedio de 20% de estos requerimientos de costos de las instalaciones de transmisión. Ello se explicaría principalmente por las restricciones directas sobre la capacidad de transmisión, tales como: La imposición de un número mínimo de líneas en un determinado tramo, la existencia de economías de escala, la no utilización de toda la capacidad, y las indivisibilidades técnicas existentes en la construcción de líneas.

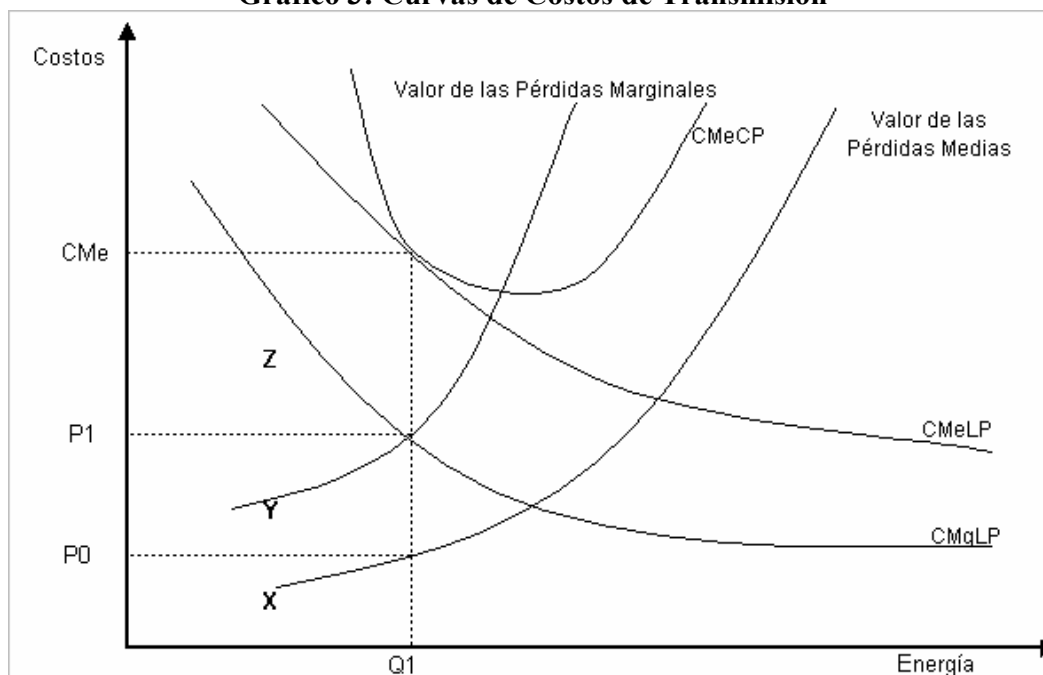
El costo total incurrido por la empresa transmisora comprende los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento (COyM). El costo medio es el resultante de dividir la sumatoria de los costos de transmisión entre la cantidad. En el gráfico 3 se observa tanto el costo medio de corto plazo como el de largo plazo, además el valor monetario de las pérdidas marginales y medias, cuya diferencia corresponde la ingreso tarifario como se explica más adelante.

Ante tal situación y con el fin de alcanzar el objetivo de eficiencia, se establece que se debe cobrar por el uso de las instalaciones de transmisión el costo marginal (valor de las pérdidas marginales), mientras que la diferencia del costo medio no cubierta debe ser financiada a través del pago de peajes por conexión.

Como se observa en el Gráfico 3, para una demanda de energía de Q_1 el valor de las pérdidas marginales es P_1 . Sin embargo, se sabe que las verdaderas pérdidas de transmisión son las pérdidas medias, por lo que al reconocer las pérdidas marginales los generadores están obteniendo un excedente¹², cuyo valor equivale al área Y , conocido como “ingreso tarifario” que deben devolver a la transmisora a fin de amortizar parte de sus costos. Sin embargo, la empresa transmisora requiere recuperar sus costos medios (C_{me}) para lo cual el marco regulatorio establece que la diferencia no cubierta con el ingreso tarifario, que suele ser mínimo, se recupere a través del peaje de conexión que correspondería a la suma de las áreas Z y X .

¹² Las pérdidas marginales son calculadas en base a una función cuadrática en la energía transmitida, por lo que éstas son mayores a las pérdidas medias.

Gráfico 3: Curvas de Costos de Transmisión



La situación descrita anteriormente obliga a que se establezcan cargos complementarios asignados a los usuarios de la red a fin de que se cubran los costos medios de la red. Se han propuesto una serie de metodologías, entre estos destacan cargos independientes; uso físico del sistema y el método de Beneficiarios, propuesto en 1995 por Pérez Arriaga.¹³ En las siguientes secciones se describen brevemente los principales métodos identificados¹⁴.

1.3.2 Distribución del Cargo Complementario 1: Medidas Independientes

Una primera alternativa consiste en el uso de una **medida independiente** sobre la cual se proratea el cargo complementario. Entre las medidas que se pueden usar están la potencia firme, la potencia media o la capacidad instalada. Una forma de adoptar este método es la conocida como estampilla de correos (“postage stamp”). La potencia firme es la potencia que puede garantizar una central con una alta probabilidad en horas punta, estableciéndose un procedimiento específico de cálculo para las centrales térmicas e hidráulicas¹⁵.

Las retribuciones son indiferentes de la localización (o cercanía del centro de consumo) de la inyección de la potencia porque por cada MW se impone un peaje igual para todos los nudos del sistema. La gran ventaja de este método es la sencillez del cálculo. Por otra parte la ausencia de una discriminación geográfica no permite dar señales adecuadas de

¹³ También se ha propuesto el uso de precios Ramsey, donde se trata de elevar los costos marginales a fin de cubrir el costo medio de la red mediante factores multiplicativos o aditivos relacionados a la elasticidad de la demanda a fin de mantener la eficiencia económica. Como resultado, se incrementan los precios de a los agentes con demandas más inelásticas y se mantienen a los que poseen demandas más elásticas. Este procedimiento requiere información detallada sobre la demanda por lo que su aplicación no se ha extendido.

¹⁴ Esta sección se basa en Francisco Javier Rubio Odériz (1999) y Francisco Javier Danitz Miller (2001)

¹⁵ Ver los procedimientos técnicos del COES, en particular el número 26.

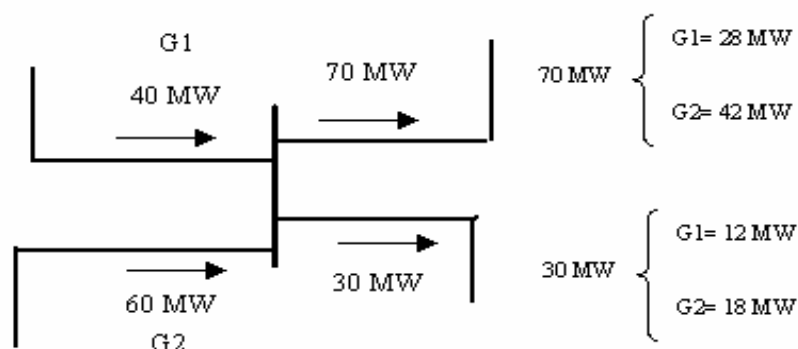
localización y, consecuentemente, no da señales de eficiencia en los costos a los generadores participantes del sistema. No es equitativo pagar lo mismo por el servicio de transporte ubicado a una distancia de 10 Km que a 100 Km del centro de consumo.

1.3.3 Distribución del Cargo Complementario 2: Uso de la Red

Otros métodos utilizados se basan en el **uso físico de la red**. En este caso se trata de medir la influencia que tiene un incremento del consumo o producción de un usuario sobre la red. El método no depende del sentido que tengan los flujos en el sistema de transmisión. Para las mediciones que se utilizan para estimar el uso físico que hace un agente de la red se han planteado diferentes métodos¹⁶ como los propuestos por Bialek (1997), Kirschen y otros (1997) y el método basado en los factores de distribución.

El método de **Bialek** y el de **Kirschen** se basan en el principio de “proporcionalidad” y en la primera y segunda ley de Kirchoff. El principio de proporcionalidad señala que la potencia que se retira de una barra por una línea mantiene las mismas proporciones (en cuanto a la procedencia) de la potencia que se inyecta en esa barra. Como se aprecia en el gráfico 4, dos generadores están inyectando energía a la barra, el primero (G1) participa con el 40% del total de la energía inyectada y el otro (G2) con el resto. Aplicando el principio, es decir manteniendo estas proporciones con respecto a la energía que se retira de la barra, se obtiene que el 40% de la potencia retirada (28 MW) por la línea superior proviene de G1. En el caso de la línea inferior, la participación del mismo generador sería de 12 MW, es decir el 40% del total de potencia (30 MW) retirada por la línea mencionada.

Gráfico 4: Ilustración del Principio de Proporcionalidad



a) El Método de Bialek

Este método parte del trazado de los flujos de potencia en el sistema interconectado, para lo cual existen tres algoritmos alternativos (Danitz, 2001). El primer algoritmo consiste en el uso de los flujos medios, es decir se asume que el flujo en una línea de transmisión es el promedio entre la potencia que se inyecta y se retira de la mencionada línea¹⁷. Existen dos

¹⁶ Una primera aproximación que intentó medir el uso de la red es el método de MW-km.

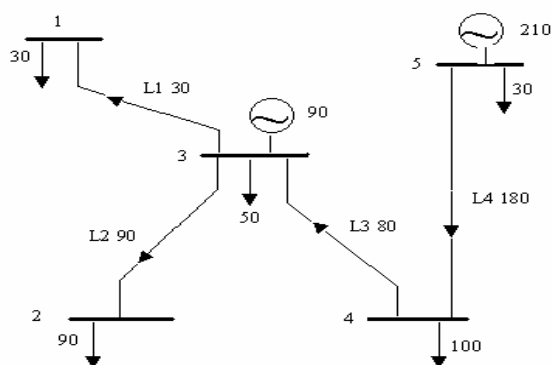
¹⁷ Esta forma de tratar a los flujos implica que las pérdidas de potencia en las líneas no son consideradas, es decir, los flujos en ambos extremos de la línea son iguales.

versiones de este algoritmo: inyecciones de potencia (Upstream-looking algorithm)¹⁸ y retiros de potencia (Downstream-looking algorithm)¹⁹. El segundo algoritmo utiliza los flujos “Brutos o Gruesos” mediante el cual se asume que el sistema es alimentado con la potencia real del sistema y no existen pérdidas en la red²⁰. Finalmente, el tercer algoritmo es el que se basa en el uso de flujos “netos”. Esta versión traza los flujos del sistema considerando que las pérdidas son completamente removidas de las líneas, lo que requiere modificar las cantidades de potencia inyectadas y mantener las cantidades demandadas (retiradas) en cada nodo.

La aplicación de estos algoritmos permite obtener las participaciones de cada generador o consumidor en el flujo de potencia de cada línea de transmisión. En base a estos datos, el segundo paso del método de Bialek consiste en distribuir el costo total de las instalaciones de transmisión en función de la participación de cada generador o consumidor en el flujo de potencia de la línea. A continuación se plantea un ejemplo sencillo que aplica este método para la repartición del cargo complementario. En el Gráfico 5 se observa la configuración de un sistema eléctrico conformado por cuatro líneas, cinco barras, cinco demandas y dos generadores.

De acuerdo al principio de proporcionalidad y aplicando el método de Bialek, el cargo complementario de la línea L1 debe ser pagado en su totalidad por el consumidor 1 ya que la totalidad del flujo es generado por este consumidor. Este mismo consumidor debe pagar el 18% (30/170) del cargo complementario de la línea L3 y el 8% $((30/170)(80/180))$ de la línea L4. El mismo procedimiento se aplica para todos los consumidores (ver Tabla adjunta el Gráfico 5).

Gráfico 5: Reparto del Cargo Complementario por el Método de Bialek



¹⁸ Realiza los balances en función de las inyecciones de potencia en las barras.

¹⁹ Realiza los balances en función de los retiros de potencia en las barras.

²⁰ Por ejemplo si en un extremo de una línea se inyecta 174 MW y en el otro extremo se retiran 170 MW (es decir se tiene una pérdida de 4 MW), el algoritmo indica que se debe agregar esta pérdida (4 MW) al extremo desde donde se retira la potencia, para así tener un flujo “grosso” de 174 MW.

	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4
Consumidor 1	CC L1		$\frac{30}{170}$ CC L3	$\frac{30 \quad 80}{170 \quad 180}$ CC L4
Consumidor 2		CC L2	$\frac{90}{170}$ CC L3	$\frac{90 \quad 80}{170 \quad 180}$ CC L4
Consumidor 3			$\frac{50}{170}$ CC L3	$\frac{50 \quad 80}{170 \quad 180}$ CC L4
Consumidor 4				$\frac{100}{180}$ CC L4

Sin embargo, este método ha sido criticado por no poseer sólidos fundamentos económicos, el uso eléctrico que hace un consumidor de cada línea no es una medida del beneficio económico que obtiene, y porque, si bien mantiene cierta lógica no recoge algunas características del comportamiento de los sistemas de transmisión, como el hecho que es imposible discriminar los flujos que pertenecen a cada consumidor en determinadas líneas.

b) El Método de Kirschen

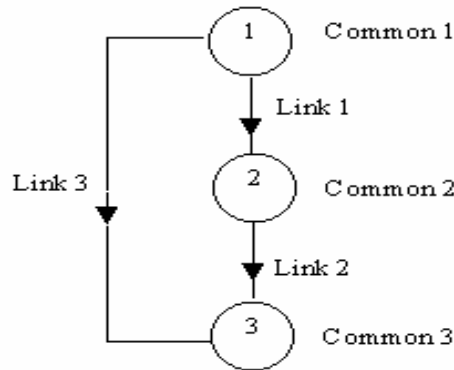
Este método parte de simulaciones de los flujos de potencia que consideran los niveles de demanda y la configuración del sistema eléctrico. En base a los flujos estimados anteriormente se identifica las barras que son “alcanzadas”²¹ por la potencia inyectada de cada generador. Es decir, cada generador del sistema tiene un “dominio”, definido éste como el conjunto de barras que son alcanzados por la potencia producida por el generador.

Posteriormente se identifica los “Commons” o áreas comunes. Un “Common” se define como el conjunto de barras aledañas alimentadas por los *mismos* generadores²². Es importante advertir que una barra pertenece a un solo Common. Luego de dividir las barras en commons, se tienen líneas de transmisión que conectan las barras al interior de cada common y otras que interconectan barras de commons distintos. A estas últimas líneas se les llaman “links” del sistema. En el gráfico 6 se muestra la representación gráfica de un sistema eléctrico posterior a la división de las barras en commons.

²¹ Se dice que la potencia de un generador alcanza una barra en particular cuando es posible encontrar un camino a través de la red desde la barra de inyección del generador hasta la barra en cuestión.

²² Aquellas barras que son alimentadas por un mismo conjunto de generadores pero no están interconectadas entre ellas son tratadas como “commons” diferentes

Gráfico 6: Representación Gráfica del Método de Kirschen

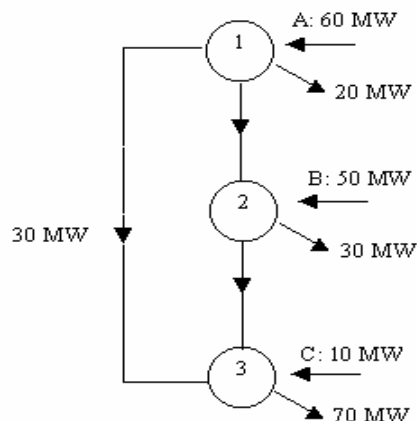


Otros conceptos importantes del método de Kirschen son el “flujo interno de un common”, el cual se define como la suma de las potencias inyectadas por los generadores conectados en las barras pertenecientes al common más las potencias importadas desde otros commons a través de los links. El “flujo externo de un common” se define como la suma de las potencias exportadas desde el referido common. El método utiliza los siguientes supuestos:

- Para un common dado, si la proporción del flujo interno asociado al generador i es X_i , entonces la proporción del flujo externo asociado al generador i es también X_i .
- Para un common dado, si la proporción del flujo interno asociado al generador i es X_i , entonces la proporción de la carga asociada al generador i es también X_i .

Con estos supuestos, se plantea un algoritmo recursivo para determinar la contribución de cada generador en el suministro de potencia de las cargas de cada common. A continuación se muestra un ejemplo planteado por Danitz (2001) donde se aplica este método.

Gráfico 7: Aplicación del Método de Kirschen



Los resultados para cada common serían los siguientes:

a) Flujos internos de cada common:

Common 1: 60 MW

Common 2: 50 MW + 10 MW

Common 3: 10 MW + 30 MW + 30 MW

b) Contribuciones de cada generador:

- Contribución relativa a la carga y flujo externo del Common 1:
Generador A: $60/60$
- Contribución absoluta al flujo interno del Common 2
Generador A: $10 \times 1 = 10$ MW
Generador B: 50 MW
- Contribución relativa a la carga y flujo externo del Common 2
Generador A: $10/60 = 0.167$
Generador B: $50/60 = 0.833$
- Contribución absoluta al flujo interno del Common 3
Generador A: $30 \times 1 + 30 \times 0.167 = 35$ MW
Generador B: $30 \times 0.833 = 25$ MW
Generador C: 10 MW
- Contribución relativa a la carga del Common 3
Generador A: $35/70 = 0.5$
Generador B: $25/70 = 0.375$
Generador C: $10/70 = 0.143$

Luego del trazado de los flujos agregados del sistema (commons), se definen las contribuciones de los generadores a las cargas individuales y a los flujos de potencia en las líneas internas de cada common. Para ello se aplica el principio de proporcionalidad. En otras palabras, si X_{ij} es la contribución del generador i al common j , también es la contribución del generador i a cada carga y flujo por rama contenido en el common j y a cada flujo externo por una línea que salga del common j . Un análisis de este tipo está detrás de métodos de fijación del cargo complementario mediante “áreas de influencia” como los usados en Chile.

c) El Método de “Factores de Distribución”

Este método se basa en los análisis tradicionales de seguridad y contingencia de los sistemas eléctricos tomando en cuenta la configuración de las redes. Este método es adaptado para usarse como formas de asignación de pagos del sistema de transmisión. La metodología busca obtener índices que den una medida del grado de utilización de la red tanto para generadores como para consumos basada en su configuración.

Los factores tradicionales de distribución son conocidos como GSDF (Generalized Shift Distribution Factors) que relacionan los cambios incrementales de inyección o retiro de potencia en las barras del sistema exceptuando la barra de referencia. Otros factores como

los GDF”L” o GDF”G” (Generalized Distribution Factors Load or Generation) representan el impacto total sobre el flujo de una línea provocadas por la inyección de potencia de un generador o el retiro de un consumidor.

1.3.4 Distribución del Cargo Complementario 3: Beneficiarios de la Red

El Método de Beneficiarios reparte el cargo complementario en base a los beneficios que las instalaciones brindan a los usuarios. Este beneficio se calcula como la mejora que experimenta el usuario de la red (ya sean generadores o consumidores finales) en relación al caso en que esta no exista.

La aproximación de estos beneficios en el caso de los **generadores** se calcula como la diferencia entre los ingresos netos (ventas de energía a precios en nodo menos costos variables de producción) entre los casos que se cuenta con la instalación y sin la instalación. En el caso de los **consumidores** se calcula como la diferencia de lo que pagan por energía a precios en nodo con la instalación y sin la instalación.

Odériz (1999) da un mayor sustento teórico a las propiedades de eficiencia del sistema de beneficiarios. En primer lugar muestra que en un modelo competitivo, donde los agentes toman sus decisiones de forma independiente se crean los incentivos suficientes para lograr un nivel óptimo de eficiencia. Este nivel óptimo no implica un sistema económicamente adaptado, sino que permite saber si la línea a construirse esté económicamente justificada. La demostración se realiza aplicando principios marginalistas y ciertas condiciones sobre el comportamiento de la demanda.

Se parte de la definición del beneficio de la sociedad en un estado S=1 definido como:

$$BSN_1 = U(d_1) - CID_1 - CP_1 - CT_1 \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

- $U(d_1)$ es la utilidad de la demanda de energía consumida
- CID_1 es el costo de las instalaciones que abastecen a la demanda
- CP_i es el costo total de producción de los generadores
- CT_1 es el costo total de transporte

El objetivo de un planificador sería maximizar este beneficio de la sociedad:

$$\text{Max} \{ U(d_1) - CID_1 - CP_1 - CT_1 \}$$

Si se considera la presencia de una demanda inelástica al precio, se puede tomar a esta como un parámetro conocido y por lo tanto se tendría que la función objetivo vendría a ser la expresión tradicional de minimización de costos:

$$\text{Min} \{ CID_1 + CP_1 + CT_1 \}$$

Si se puede incrementar el beneficio de la sociedad mediante la construcción de una línea económicamente justificada, el beneficio de la sociedad en un segundo estado sería:

$$BSN_2 = U(d_2) - CID_2 - CP_{12} - CT_2 \dots\dots\dots(2)$$

donde los costos de transporte incluyen los de la nueva instalación.

El siguiente paso es introducir las expresiones del beneficio de los agentes para lo cual se supone que se aplican principios marginalistas que producen ingresos variables para la red de transporte que deben ser complementados para remunerar los costos totales. En este sistema se debe cumplir la siguiente expresión:

$$PD_2 = (IVT_2 + CC_2) + IG_2 \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

PD_2 es el pago de la demanda (consumidores)

IVT_2 es el ingreso variable del transportista

CC_2 es el cargo complementario por el transporte

IG_2 es el ingreso de los generadores

Si se considera que $CT_2 = IVT_2 + CC_2$ y se combinan las expresiones (2) y (3) se puede obtener el beneficio neto de la sociedad como la suma de los beneficios de los agentes:

$$BSN_2 = \{U(d_2) - PD_2 - CID_2\} + \{IG_2 - CP_2\} + \{IVT_2 + CC_2 - CT_2\}$$

Dado que el valor de la última expresión es nulo por definición, el beneficio neto de la sociedad en el estado $S=2$ viene a ser la suma de los beneficios por el consumo de energía más los beneficios obtenidos por los generadores:

$$BSN_i = BND_i + BNG_i$$

La magnitud de los beneficios que obtienen los generadores y la demanda depende de diferentes condiciones. Por un lado, dado el incremento de las condiciones de competencia en generación los generadores suelen obtener una rentabilidad muy próxima a la mínima exigida por el costo de oportunidad del capital y por lo tanto no necesariamente tendrán los incentivos necesarios para ampliar la red ya que la competencia se encargará de ajustar sus beneficios al valor mínimo. Por otro lado, en el caso de la demanda, los beneficios dependerán de la elasticidad de la demanda o la forma de la curva de demanda. Cuanto más inelástica sea la demanda el beneficio obtenido con una reducción del precio tiende a ser constante y muy alto.

El cálculo de los beneficios debe hacerse en base a simulaciones y algunas veces surgen complicaciones como en el caso donde una instalación genera ahorros adicionales o

diferentes externalidades a otros agentes. Por ello se suelen dar problemas para aplicar el criterio de forma correcta a fin de comparar dos estados alternativos, el estado actual y aquel a que se hubiese llegado de forma alternativa. Un ejemplo de mala aplicación es aprovechar problemas de suministro de una línea (energía no servida) para calcular el beneficio de los que participan en el sistema. Asimismo, la aplicación del criterio de beneficiarios en líneas existentes de uso común tiene serias limitaciones ya que es difícil saber que decisión hubiese tomado un agente en el caso de no contar con esa línea y no poder conectarse con un determinado punto de la red.

Sin embargo, el método cumple con criterios de eficiencia económica y genera señales adecuadas de precios en un mercado competitivo, por lo que sirve de complemento al esquema marginalista. En particular, Rubio (1999) considera que su aplicación no tiene mayores problemas en el caso de la asignación de costos de las líneas nuevas y las líneas existentes dedicadas donde es mucho más sencillo identificar a los beneficiarios. La misma opinión es expresada por Danitz (2001) pues en este caso la aplicación de este método es más clara ya que en el caso de nuevas instalaciones se suele efectuar un estudio de coste beneficio que justifique la expansión y al ser la mejor opción desde el punto de vista económico de otras alternativas implica tanto el conocimiento de los costos y beneficios así como el impacto sobre los agentes del sistema. Esta información permite tener los datos para asignar los costos de la línea durante el horizonte temporal escogido en el estudio.

1.4 Las aproximaciones para la expansión de la red de transmisión

Existen dos aproximaciones para determinar el nivel óptimo de servicios de transmisión. La primera consiste en la planificación a cargo del ente regulador, el cual decidirá que instalaciones de transmisión deben construirse en base a simulaciones de flujos de carga óptimos considerando incrementos de la demanda y la localización de las inversiones en generación. La segunda y más reciente consiste en el uso de mecanismos de mercado que posibiliten que los agentes privados realicen las inversiones de acuerdo a las señales económicas dadas por el sistema tarifario.

1.4.1 Planificación Centralizada

En este primer caso el ente encargado de la planificación centralizada utiliza el concepto de “sistema económicamente adoptado” para determinar los requerimientos de las instalaciones ante el crecimiento de la demanda y la localización de la generación de largo plazo. Para ello, los planificadores hacen uso de modelos estáticos incorporados en un contexto dinámico resueltos con técnicas de programación lineal, no lineal, descomposición de Benders, entre otros²³. Recientemente se han evaluado técnicas basadas en análisis de sensibilidad y técnicas que usan un híbrido entre redes neuronales y algoritmos genéticos.

Este sistema se usó ampliamente en los países donde la gestión del sector está en manos de empresas estatales verticalmente integradas, como el caso francés y, a nivel latinoamericano, de México. Este sistema centralizado si bien es complejo en términos

²³ Latorre – Bayona (1993) realiza un resumen del estado del arte de la planificación en transmisión

técnicos genera menos incertidumbre entre los agentes, reduce posibles problemas de sobreinversión, y permite minimizar algunas ineficiencias asociadas a la entrada de centrales que pueden afectar la eficiencia y seguridad del sistema. Sin embargo, tiene la desventaja de no basarse en las decisiones y necesidades de los agentes privados a los cuales afecta y no utiliza información como la disponibilidad a pagar de los potenciales usuarios en base a su costo de oportunidad.

Como se verá posteriormente, las reformas del sector y el incremento de la participación privada han generado diferentes esquemas que rescatan en muchos casos el rol del Estado en la planificación, aunque a un nivel más referencial, tratando de dar un mayor espacio en la toma de decisiones a los usuarios de las líneas.

1.4.2 Mecanismos Descentralizados

El segundo enfoque de expansión se basa en el uso de mecanismos de mercado que traten de aprovechar los incentivos que pueden tener los agentes para financiar la construcción de instalaciones de transmisión, por ejemplo generadores que pierden competitividad por problemas de congestión, grandes usuarios que quieren interconectarse, nuevos inversionistas en generación, entre otros.

a) Mercado de Derechos de Transmisión

En esta aproximación se busca la creación de un mercado basado en la incorporación de los derechos de transmisión que se calculen usando las señales de precios que otorga el sistema marginalista desarrollado en el marco de los avances presentados por Schweppe, Tabors, Caramanis y Bohn (1988). El primer documento que planteó el diseño de estos mecanismos fue Hogan (1992), seguido por trabajos como el de Hung Po Chao (1996).

Esta aproximación busca que mediante la compra y venta de los derechos de transmisión se generen las señales adecuadas para que los generadores puedan competir y para atraer inversionistas dispuestos a instalar líneas de transmisión que el mercado requiera.

La idea fundamental es que ante mayores flujos de energía entre dos puntos de carga se generaría una mayor competencia entre los usuarios de la red para obtener el “derecho” de transmitir energía y abastecer sus contratos. El valor de estos derechos tenderá a reflejar el costo de oportunidad de los generadores que usan la red.

Existen dos propuestas de asignación de “derechos de transmisión”, el otorgamiento de derechos físicos y el otorgamiento de derechos financieros. El primero está asociado a sistemas pequeños donde el despacho se basa en contratos bilaterales, mientras que el segundo se ha diseñado para despachos centralizados basados en subastas (Hogan, 1992).

En un sistema donde los precios de cada barra son establecidos de acuerdo a las ofertas de los operadores más eficientes, pero donde existen problemas de congestión, los precios entre las barras pueden mostrar importantes fluctuaciones. Los precios son más altos en localidades que tienen restricciones de importación y más bajos en localidades con restricciones de exportación. Las diferencias de precios por localización representan los

cargos por localización que los generadores localizados en las zonas de precios bajos pagan para ofertar energía a los consumidores de las zonas con precios más altos.

Sin embargo, dado que los flujos de energía experimentan fluctuaciones, la aversión al riesgo de los agentes crea una demanda por instrumentos que permitan “cubrirse” de estas fluctuaciones. A fin de satisfacer esta demanda algunos operadores del sistema en U.S.A. crearon y asignaron los llamados “derechos financieros”. Estos derechos otorgan la posibilidad que los generadores no tengan que pagar mayores cargos por congestión asociados a un incremento del flujo inesperado del flujo en las líneas a fin de compensar a los transmisores. Por ejemplo, un derecho de este tipo por 50 KW entre los nodos A y B permite al generador inyectar 50 MW en el nodo A y retirar 50 MW (para satisfacer sus contratos) en el nodo B, o bien recibir la diferencia de precios nodales menos las pérdidas asociadas, independientemente del flujo de energía que haya pasado por la línea.

Este mecanismo supone un avance respecto a la asignación de derechos físicos de transmisión que otorgan el derecho de utilizar una capacidad de transmisión escasa sin pagar cargos de congestión adicionales. Este mecanismo no es utilizado ampliamente ya que el despacho descentralizado basado en contratos bilaterales puede generar una serie de distorsiones sobre la operación eficiente del sistema.

Sin embargo, recientemente Joskow y Tirole (2000) han analizado como la asignación de derechos de transmisión asociados al uso de las redes eléctricas afecta la conducta de los generadores y consumidores con poder de mercado. Si bien la investigación de este tema recién se ha iniciado y depende crucialmente de cada caso particular, ellos encuentran que si el generador en la región importadora con poder de mercado mantiene derechos financieros de transmisión puede incrementar este poder de mercado.

Por ejemplo, si se tienen dos generadores G2 y G1 en las zonas sur y norte, y G1 tiene menores costos que G2, este intentará llegar a la zona 1 y reducir la incertidumbre de afrontar cargos de congestión altos mediante la compra de un derecho financiero. El costo de este derecho financiero dependerá de la capacidad de la línea y la diferencia de precios entre las zonas, $F = K(P2 - P1)$. En este caso, en un mercado abierto a un esquema de subastas, si el generador G2 tuviera poder de mercado en su zona, la maximización de sus beneficios implicará una estrategia deliberada para incrementar P2 y de esta forma encarecer el derecho financiero que se compraría G1.

En el caso de los derechos físicos ellos encuentran que los generadores con poder de mercado pueden también incrementar su poder en la región importadora restringiendo importaciones de menor costo.

Los autores realizan un análisis de las decisiones de los agentes involucrados en las microestructuras existentes bajo diferentes mecanismos de otorgamiento de derechos de transmisión. Como resultado de su análisis sobre el bienestar, ellos concluyen que un esquema que prescindiera de estos derechos puede ser incluso más atractivo que los diferentes esquemas esbozados, por lo menos hasta que el diseño de estos mecanismos se refine en base a las aportaciones del análisis económico.

Paralelamente, se ha encontrado que estos sistemas pueden crear incentivos para que los transmisores “generen” congestión de forma artificial, reduciendo inversiones y degradando la red, ya que de esta forma obtendrían mayores diferenciales de precios entre nodos y por lo tanto mayores ingresos. Asimismo, no está claro como la implementación práctica de los mecanismos mencionados sería consistente con ingresos para las transmisoras que no superen sus costos medios²⁴. Estos resultados y la escasa experiencia internacional indican que todavía se está lejos de crear los mecanismos adecuados que incrementen la competencia entre generadoras y sirvan a su vez para generar soluciones privadas al problema de la expansión.

b) Aproximación mediante la teoría de juegos cooperativos

Una aproximación trabajada recientemente para el problema de asignación de costos de expansión del sistema de transmisión es la planteada por Contreras (1997), Contreras, Yen y Klusch (1998) y Contreras y Wu (1999). Estos autores recogen los avances realizados en la teoría de los juegos cooperativos, en particular, los mecanismos que buscan el reparto eficiente de costos comunes como el criterio del Valor de Shapley (1953). Este valor es un concepto de solución para juegos cooperativos que selecciona una única imputación (conjunto de pagos) que puede ser considerada como justa por los jugadores en el sentido de establecer un reparto de referencia que se construye asignando a cada jugador un pago “medio”. Este pago viene a ser algo así como la contribución media de cada jugador al valor de las posibles coaliciones, medidos a través de las llamadas funciones características.

De acuerdo a la forma como se plante el problema, los agentes en este caso vienen a ser las distintas barras del sistema que pueden tener asociados generadores, cargas y líneas de transmisión. Las coaliciones (conjunto de agentes que integran un mismo grupo) deben contar con al menos un generador, una carga y una línea de transmisión, ser autónomas en términos de expansión y de acuerdo a las reglas planteadas en el problema de asignación de costos de expansión, deben cumplir con tener una generación igual o superior al consumo, no exceder los límites térmicos de las líneas dentro de la coalición. Asimismo, se plantea la no-existencia de barras aisladas al interior de una coalición.

Determinados los valores característicos de cada agente se plantea un proceso descentralizado de formación de coaliciones basado la determinación de valores de Shapley bilaterales, que viene a ser una simplificación del modelo original. En base a este proceso, cada coalición hace una lista de prioridades de asociación para iniciar un proceso de comunicación y negociación entre agentes autónomos. Una vez formada la gran coalición u otra configuración de coaliciones que permita satisfacer en forma óptima la expansión, se procede a buscar los resultados de la asignación, también en base al uso del Valor de Shapley bilateral, en un proceso de inducción hacia atrás, que tiene en consideración la estructura de formación de la coalición final.

Este planteamiento para enfrentar el problema de los costos de la expansión es reciente y no ha sido implementado en ningún país. Paralelamente, de acuerdo a las simulaciones no se

²⁴ Un análisis detallado de la implementación de derechos de transmisión y sus resultados en diferentes sistemas se muestra en Méndez (2002).

logra un proceso completamente descentralizado ya que el papel del coordinador es muy fuerte, pues este debe autorizar la formación de cada una de las coaliciones posibles, establecer las comunicaciones y supervisarlas, efectuar los cálculos centralizadamente, administrar el proceso de recaudación y pago correspondientes, entre otros. Además, sistemas como el valor de Shapley dejan abiertas diferentes formas alternativas de asignar los costos alternativas sobre las cuales se puede escoger.

1.4.3 Implementación en la práctica y la necesidad de regulación

La implementación práctica de los enfoques anteriormente mencionados genera un espectro de alternativas que pueden ser utilizadas, dependiendo de las fortalezas del marco regulatorio en determinados puntos. Un caso intermedio entre la propiedad estatal y la existencia de un mercado de derechos de transmisión es el adoptado hasta el momento en el caso peruano donde el Estado decide sobre la necesidad de construcción de determinadas instalaciones de transmisión para lo cual convoca a una subasta donde los inversionistas ofrecen construir la instalación a cambio de percibir ingresos por determinado durante el período de concesión. Estos contratos son conocidos como “contratos BOOT” (Build, own, operate, and transfer)

El uso de subastas para atraer inversiones en un sector con características de monopolio natural como la transmisión se justifica en base a los resultados mostrados por Harold Demsetz (1968). Sin embargo, tal como muestra Williamson (1976), este enfoque tiene una serie de limitaciones y no elimina la necesidad de regulación posterior²⁵.

La idea central del enfoque es que se puede lograr un resultado óptimo generando competencia ex-ante a través de la subasta de la concesión de la industria monopólica. En ausencia de colusión, igual acceso a insumos y factores esenciales e información simétrica entre las empresas, la subasta lograría que el precio de la firma ganadora de la concesión sea cercano al costo medio de la firma más eficiente. De esta forma se logra minimizar simultáneamente las ineficiencias productivas y en la asignación. El mecanismo de subastas lograría solucionar paralelamente los problemas de falta de información en costos y demanda por parte del gobierno y permitiría minimizar el alto costo de la regulación creado por funcionamiento de una agencia reguladora. Sin embargo, la propuesta de Demsetz funciona bien en el caso en que sea posible imponer en un contrato las condiciones bajo las cuales el precio se ajuste a cambios en el mercado.

Williamson encontró este análisis poco satisfactorio para explicar los potenciales problemas contractuales de la concesión del monopolio luego de la subasta. En particular, es inexacto presuponer la existencia de contratos perfectamente diseñados que especifiquen las acciones a seguirse en los diferentes estados o contingencias posibles en la oferta o la demanda. Los contratos son esencialmente incompletos por varias razones entre las que destacan la dificultad de anticipar el conjunto de contingencias futuras y el hecho que aún cuando todas las contingencias puedan ser anticipadas puede ser difícil negociar sobre las acciones a seguirse en cada caso. Por último, puede ser difícil escribir los contratos de tal

²⁵ Esta breve discusión está basada en Gallardo (1999)

manera que, en caso de disputa, sea fácil a una tercera parte dirimente interpretar el contrato.

Se han sugerido mecanismos que incorporen correcciones al esquema de subastas como el establecimiento de contratos de largo plazo que sean factibles y faciliten la inversión planificada, o de contratos de corta duración que rápidamente incorporen la nueva información. Ambos enfoques también tienen dificultades. Por un lado, los contratos de larga duración pueden ser óptimos si las ganancias o pérdidas generadas por la realización de eventos no anticipados pueden ser compartidas por las partes involucradas, es decir, si se pueden introducir modificaciones que atenúen la pérdida de eficiencia en la asignación. Esto no necesariamente va a suceder a un bajo costo. La firma concesionaria tiene el incentivo de manejar la información estratégicamente mientras que los organizadores de la subasta pueden preferir negociar un compromiso o dejar que la firma termine su período de concesión antes que admitir errores en el diseño del contrato.

De otro lado, el desempeño de los contratos de corto plazo depende crucialmente de la existencia de igualdad entre los potenciales entrantes y la firma concesionaria en la renovación de la subasta. Esta igualdad difícilmente se dará en aspectos relevantes como la valoración del equipo o del capital humano (la concesión le otorga a la firma concesionaria ventajas de información con respecto a las economías de procesamiento y de aprendizaje que se generan en el proceso).

La introducción de monitoreo o control de la contabilidad de la firma atenuarían significativamente los problemas de ambos tipos de contrato, pero esto es cuasi-regulación. Esta es la razón para que Williamson considere a las subastas y a la regulación como modos de organización alternativos cuyas diferencias son más de grado que de clase. En suma, la concesión de una industria no supervisada por un regulador puede generar problemas que atenúen las ventajas que podrían ofrecer en un mundo sin problemas contractuales, por lo que no es posible precisar a priori si un mecanismo de subastas es superior a la regulación que en este caso consiste sólo en otorgar una tasa de retorno razonable a la empresa y adaptar gradualmente a la industria ante nuevos eventos sin costos significativos.

2 Algunos procedimientos usados en países vecinos

El tratamiento de la transmisión de energía en los diferentes países depende de muchos factores tales como el momento en que iniciaron el proceso de reforma y las experiencias internacionales que recogieron.

En primer lugar, la separación de actividades ha generado preocupaciones por la integración vertical. Así, en Argentina, Bolivia y Brasil se han impuesto limitaciones a la propiedad, con la intención de resguardar la competencia en el sector. Estas se refieren tanto al acceso a la propiedad simultánea en más de un sector (limitaciones a la integración vertical al interior del sector eléctrico) y al porcentaje de participación máximo en la propiedad de un determinado segmento (limitaciones a la integración horizontal). En cambio en la legislación actualmente vigente en Chile no se presenta ninguna restricción a la integración vertical, ni a la horizontal, esta es una de las deficiencias de la ley chilena,

pues permite que se formen grandes conglomerados que pueden controlar todo el sector eléctrico. En el Perú la Ley Antimonopolio y Oligopolio en el sector eléctrico de 1997 establece que las concentraciones verticales que superen el 5% de los ingresos en alguna actividad y el 15% en el caso de concentraciones horizontales las empresas deben notificar a INDECOPI para que este autorice la concentración en el caso que no de lugar a abusos de posición de dominio.

Si bien el problema de la expansión es difícil separar el tratamiento del problema de la expansión de los mecanismos de fijación de tarifas y remuneración de la transmisión, a continuación se realiza una breve descripción de los esquemas utilizados en otros países latinoamericanos divididos en como se enfrentan los problemas de expansión de la oferta de transmisión y como se remuneran las instalaciones.

2.1 Mecanismos de Expansión

Tal como indican Rudnick y Zolezzi (2001) en los países sudamericanos normalmente las expansiones de la red son propuestas por los interesados, usuarios o empresas transmisoras, y aprobadas por algún organismo regulador. Existen distintos métodos para remunerar la expansión de la red, que normalmente requieren de estudios o acuerdos entre las partes interesadas.

En Argentina, la expansión de la transmisión es impulsada en parte por los usuarios, quienes solicitan ampliaciones del sistema de transmisión que sean necesarias para mejorar su vinculación con el mercado eléctrico mayorista, haciéndose cargo de los costos de las ampliaciones en su área de influencia. En la normativa vigente se indican tres metodologías para la expansión del sistema de transmisión:

- a) Concurso público: donde se requiere la aprobación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, previa audiencia pública y siempre que no exista una oposición que supere el 30% de los beneficiarios. La construcción de estas líneas se efectúa a través de licitación pública y su costo es cubierto por ingresos resultantes de la aplicación del sistema vigente para todas las líneas además de un canon compartido por todos los beneficiarios de ella.
- b) Contrato entre partes: siempre que no sea vetada por una parte de los beneficiarios, aún cuando también requiere aprobación del ente regulador. El financiamiento es de responsabilidad de las partes. La construcción puede ser acordada entre las partes y no existe canon.
- c) Líneas de dedicación exclusiva: el costo total es pagado por el propietario interesado en su construcción, no obliga a dar libre acceso y requiere aprobación del Poder Ejecutivo.

En Bolivia, la expansión de las instalaciones de transmisión es responsabilidad de los usuarios que la realicen, debiendo acordar éstos la modalidad de su financiamiento o pago con el transmisor, previa aprobación de la Superintendencia de Electricidad (SE). Las nuevas obras sólo son remuneradas si forman parte del sistema adaptado, condición que adquieren previa aprobación de la SE. Las obras de transmisión pueden ser construidas sin aprobación de la SE, pero no tienen garantizada su incorporación al sistema adaptado.

En Brasil, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico es quien propone a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica las ampliaciones de las instalaciones de la red básica de transmisión, así como de los refuerzos de los sistemas existentes, para ser autorizados o licitados. El estudio de expansión lo realiza el Grupo de Coordinación de la Planificación de Sistemas Eléctricos, bajo la coordinación de Eletrobrás y con la participación de empresas eléctricas. El plan es finalmente aprobado por el Ministro de Minas y Energía.

El caso Chileno se diferencia de otros países ya que el desarrollo de la transmisión no es planificado en forma centralizada, pues se deja las decisiones de expansión al mercado y a la interacción entre los agentes. Cualquiera puede invertir en los diversos segmentos del negocio de transmisión. La Comisión Nacional de Energía tiene la responsabilidad de preparar un plan de obras de generación y transmisión que sólo tiene carácter indicativo, y se utiliza para el cálculo de precios de nudo semestrales.

Los agentes del mercado realizan un proceso de planificación de la expansión del sistema de transmisión basado en su estrategia de negocios buscando anticipar eventuales restricciones de capacidad que pueden afectar sus intereses en el mercado y tener preparados sus estudios y propuestas para negociar con los demás agentes las ampliaciones más convenientes y definir las inversiones correspondientes antes de decidir la construcción de una ampliación del sistema.

Dentro de estos principios, las expansiones en líneas de generación y subestaciones asociadas son desarrolladas necesariamente por los generadores, en conjunto con las inversiones en generación. Las líneas de demanda y sus subestaciones son desarrolladas asociadas a nuevos proyectos de empresas mineras y otros grandes consumidores industriales. Por su parte, la inversión en sistemas de subtransmisión está a cargo de empresas distribuidoras, ya que para ellas constituye una expansión de interés debido a las economías que se logran al acceder a menores costos de suministro en niveles más altos de tensión.

La inversión en instalaciones que forman la transmisión troncal está motivada usualmente por la entrada de nuevas centrales, en los casos en que la inyección de energía y potencia puedan producir congestión o saturación por falta de capacidad de transmisión en algunos tramos del sistema. El operador del sistema, el Centro de Despacho Económico de Carga, efectúa un cálculo de costos marginales instantáneos por barra, entregando señales de precio de corto plazo que permiten orientar las ampliaciones a través del análisis de mercado que efectúan los diversos actores. Por otra parte, el esquema regulado de pagos de transmisión, sobre la base de los denominados peajes básicos en áreas de influencia, guarda una estricta relación entre el impacto que los generadores producen en el sistema de transmisión y los tramos que éstos efectivamente usan para obtener las señales de precio que orientan su decisión de localización y entrada al sistema. La presencia de restricciones de capacidad en el sistema principal no necesariamente implica la conveniencia de realizar ampliaciones, ya que esta situación produce un efecto en los precios en ambos extremos del tramo restringido sólo durante el lapso de tiempo en que prevalezcan estas restricciones. La necesidad de efectuar inversiones dependerá de la persistencia de estas restricciones y del interés de los usuarios por pagar las inversiones requeridas, en lugar de pagar los mayores

costos de operación o percibir menores ingresos por sus ventas spot, que le pueden significar restricciones de capacidad persistentes, ya sea en sus retiros o en sus inyecciones, respectivamente.

En Colombia, la planificación de la expansión era propuesta por Interconexión Eléctrica S.A. y aprobada por la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME), requiriéndose una concesión otorgada por el Ministerio de Minas y Energía para interconexión y transmisión entre regiones y departamentos para las redes regionales (el plazo de concesión es de 30 años renovables por 20 adicionales). A partir del año 2000 el procedimiento expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) es definido por la UPME, entidad que se apoya en un comité asesor de planeamiento integrado por representantes de los negocios de generación, de transmisión y de comercialización. Para garantizar la ejecución del plan de expansión a mínimo costo, el Ministerio de Minas Y Energía elabora los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del plan de expansión, cuya construcción debe iniciarse el año siguiente. Estos pliegos se abren a convocatoria pública con el objeto de que los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. Los oferentes proponen un ingreso anual esperado para cada uno de los primeros 25 años de entrada en operación del proyecto. El oferente con el menor valor presente del flujo de ingresos esperados será el adjudicatario del proyecto.

2.2 Métodos de Remuneración

Por su parte, el pago complementario para cubrir los costos del sistema de transmisión es prorrateado con diferentes criterios. En Argentina se reconoce que los inversionistas privados hundieron parte de sus costos en la construcción de líneas por lo que perciben además del ingreso correspondiente a los costos marginales de energía, ingresos por calidad de la vinculación entre extremos de la línea, y cargos fijos destinados a remunerar instalaciones de conexión y costos fijos de operación. Los nuevos sistemas logran financiarse mediante el pago de un canon por parte de los beneficiarios (generadores y consumidores), el cual resulta de una licitación pública.

En Bolivia, se determinan áreas de influencia de responsabilidad de generadores y/o consumidores. El valor máximo es calculado por la autoridad considerando un sistema adaptado. En el precio regulado se incluye el cargo que es responsabilidad del consumo. Los generadores pagan su parte correspondiente en proporción a su potencia firme²⁶.

En el caso chileno el uso físico de la red se estima en base al concepto de “Área de Influencia” la cual es determinada buscando los tramos del sistema que sufren un incremento o disminución de sus flujos de potencia frente a una variación en la potencia inyectada por un generador determinado. Los generadores que estén dentro del área de influencia deberán pagar un *peaje básico* por el uso de éstas que es independiente de la cantidad y lugar donde se comercialice la energía y potencia. Este peaje se prorratea entre los usuarios en proporción a la potencia máxima transitada. Si el generador comercializa

²⁶ Este concepto alude a la mínima potencia que un generador puede garantizar al sistema con un alta probabilidad.

potencia o energía fuera de su área de influencia deberá pagar un *peaje adicional* por las nuevas instalaciones que use para efectuar el suministro.

En Colombia se obtienen para cada nodo cargos por conexión y por uso independientemente de la señal dada por las pérdidas marginales. Los generadores pagan por inyectar potencia a la red y los comercializadores por retirar energía. Los cargos deben ser tales que un 50% del costo anual de la red sea pagado por generadores y un 50% por comercializadores.

3. La actividad de transmisión en el Perú

3.1 Entorno y principales características

Antes de formarse el SEIN (Sistema Interconectado Eléctrico Nacional) en el Perú existían dos sistemas interconectados. El Sistema Interconectado Centro Norte (“SICN”), que incluía el departamento de Lima, representaba un 80,5% del consumo de energía nacional y era abastecido principalmente con energía hidráulica (96,2%). El Sistema Interconectado Sur (“SISUR”), con un 17,8% del consumo nacional, donde la energía térmica mantenía una importancia mayor en el abastecimiento (45,2%), lo que encarecía las tarifas respecto del SICN. La transmisión en el SICN y el SISUR estaba a cargo de dos empresas estatales: la Empresa de Transmisión del Centro (“ETECEN”) y la Empresa de Transmisión del Sur (“ETESUR”).

El proceso de integración energética nacional registró algunos avances en la década del 90, tales como la unión de las zonas este y oeste del sur en 1996, conformando el SISUR. Sin embargo, el reto mayor era unir el SICN y el SISUR para conformar el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional). El SEIN integraría a 20 de los 24 departamentos del Perú, con una producción de energía anual del orden de 18.800 GWh y un máxima demanda de 2.800 MW. La integración de los sistemas permitiría una mejor y más barata asignación de los recursos al posibilitar el uso del excedente de energía del SICN en el SISUR.

En esa fecha, el Gobierno decidió que el Estado a través de ETECEN no podía afrontar una inversión de esta magnitud, promoviendo entonces la participación del sector privado. Así, en enero de 1998, el Estado Peruano convocó a un Concurso Público Internacional para el diseño, construcción y explotación de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que uniría el SICN con el SISUR, bajo el esquema de concesión “BOOT”. La concesión fue adjudicada al Consorcio Transmataro S.A., cuyo operador estratégico es Hydro Québec de Canadá. Un año después el Estado convocó a Concurso Público Internacional para el reforzamiento de los sistemas eléctricos de transmisión del sur, también bajo el esquema BOOT. El proyecto fue adjudicado al consorcio Red Eléctrica de España S.A. La línea de transmisión Mantaro-Socabaya inició su operación comercial en octubre del 2000. A su vez, la primera etapa del reforzamiento del Sistema Sur se terminó a fines de octubre del 2000 y la segunda en febrero del 2001.

La interconexión eléctrica generó un conjunto de beneficios entre los que destacan la reducción de los precios de energía y potencia para los usuarios, tanto del mercado

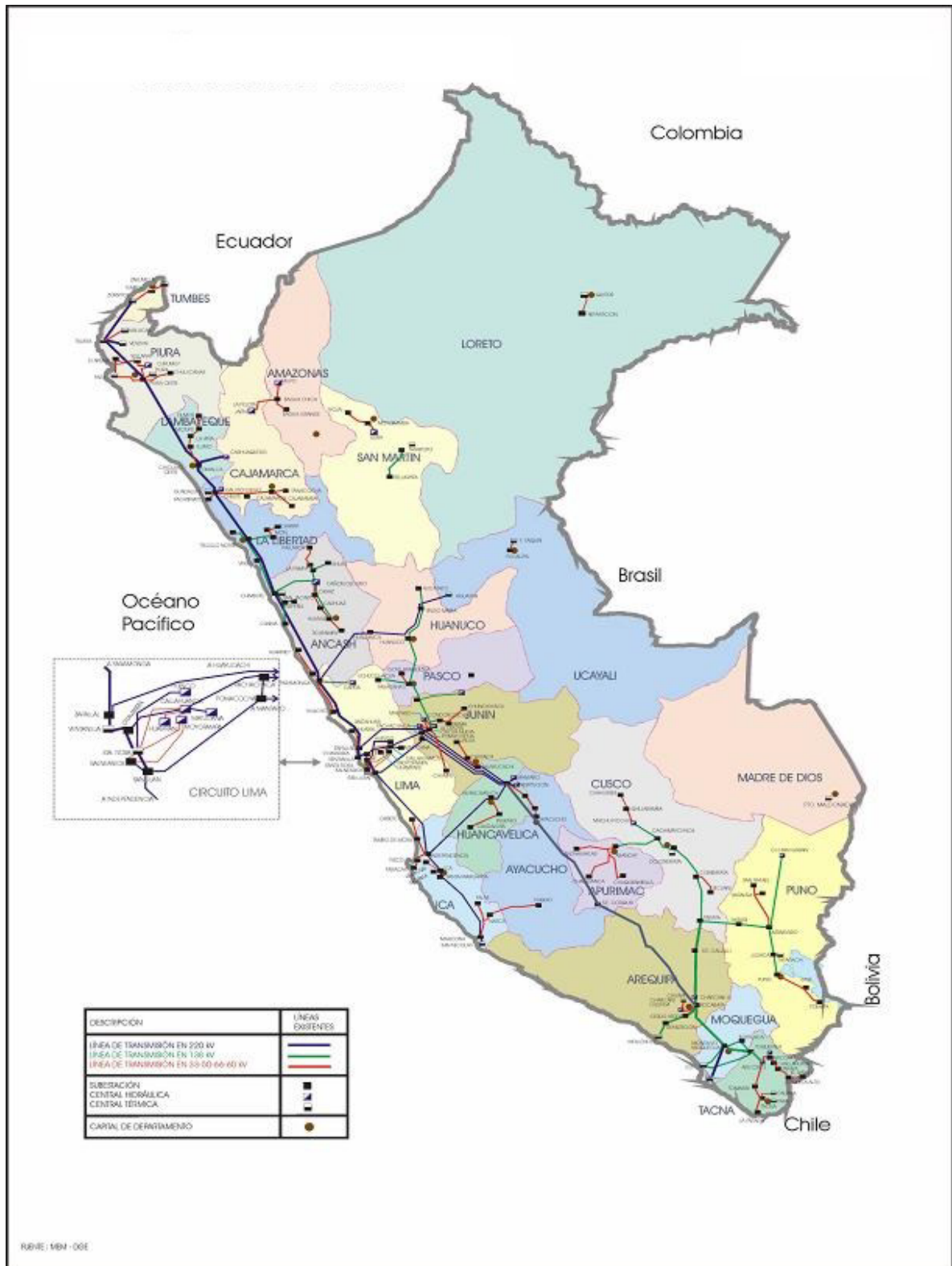
regulado como del libre. Un mes después de la interconexión, los precios promedio en las barras de la región sur disminuyeron: en Socabaya (12,6%), en Tacna (10,1%), en Cusco (16,8%) y en Azángaro (11,3%). Asimismo, el sistema ganó mayor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y se pueden obtener una serie de ganancias de eficiencias en el mediano plazo. En primer lugar, se espera que la ampliación del mercado eléctrico aumente el interés de inversionistas en negocios eléctricos, como por ejemplo de aquellos generadores que utilizarían el gas de Camisea, mejorando así las perspectivas de este proyecto. En segundo lugar, la integración permitirá disminuir la capacidad de reserva necesaria en el sistema. Ello se debe tanto a que las diferencias entre los patrones de consumo de las zonas permiten que el incremento de la máxima demanda del sistema sea menor a la suma de las demandas del SICN y el SISUR así como a que se puede disponer de un parque generador mejor balanceado.

Actualmente, dentro del SEIN, que agrupa a 20 departamentos y más del 90% de la demanda de energía del país, existen tres empresas transmisoras con líneas principales, Etecen y Etesur, recientemente privatizadas y que pasarían a integrar la empresa Red Eléctrica del Perú (ISA), y las privadas Transmantaro (Hydro Quebec) y Redesur (Red Eléctrica de España). Asimismo, tres generadores poseen líneas principales Enersur (Tractebel), Aguaytía a través de Eteselva (Maple) y la Empresa Generadora de Macchu Picchu (estatal).

Las empresas que poseen instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión Principal tienen la obligación de conformar el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) a fin de garantizar la seguridad y abastecimiento dentro del SEIN

El SEIN cuenta con 8,125 Km de líneas de transmisión de las cuales 2,955 pertenecen al sistema principal donde predominan líneas de 220 Kv y 138 Kv, mientras que el resto pertenece a sistemas secundarios de menor voltaje destacando la participación de empresas como Edegel (Endesa), Electroandes (PSEG) y Enersur (Tractebel).

Gráfico 8: Sistema Interconectado Nacional (SEIN)



Cuadro 1: Estadísticas del Sistema de Transmisión Nacional (2001)

Tipo	Empresa	Propietario	Tensión (kV)	Longitud ⁽¹⁾ (km)
Principal	Etecen (REP)	Estado (actualmente ISA)	220	812
Principal	Etesur (REP)	Estado (actualmente ISA)	138	125
Principal	Transmantaro	Hydro Quebec	220	1,220
Principal	Aguaytía	Maple Gas	220	169
Principal	Egemma	Estado	138	8
Principal	Redesur	Red Eléctrica de España	220	535
Principal	Enersur	Tractebel	220 / 138	85
Total				2,955
Secundaria	Etecen	Estado	220 / 138 / 60	3,523
Secundaria	Edegel	Endesa	220 / 60	662
Secundaria	Electroandes	PSEG	138 / 69 / 60	742
Secundaria	Electroperú	Estado	220	144
Secundaria	Egenor	Duke	220 / 138	343
Secundaria	Cahua	Skanska and NRG Energy	138	135
Secundaria	EEPSA	Endesa	33	48
Secundaria	CN Pacasmayo	Skanska and NRG Energy	60	81
Secundaria	Aguaytía	Maple Gas	220	223
Secundaria	Egemma	Estado	138 / 60	186
Secundaria	Etesur	Estado	138 / 60	750
Secundaria	San Gabán	Estado	138	325
Secundaria	Enersur	Tractebel	220 / 138 / 66	459
Secundaria	San Rafael	Minsur	60	92
Secundaria	Electro Sur Este	Estado	60	45
Secundaria	Conehua	Buenaventura	60	100
Secundaria	Egesur	Estado	66	65
Secundaria	Electrosur	Estado	66	74
Secundaria	Egasa	Estado	33	128
Total				8,125

(1) La longitud de las líneas con doble terna se ha sumado multiplicando por dos

Fuente: MEM.

La importancia relativa de Etecen y Etesur en el sistema, asociada a la cantidad de líneas que operan el sistema, tiene un correlato importante en el nivel de facturación de estas empresas. Así, en el año 2001 su facturación alcanzó el 72.4% de la facturación total. Estos ingresos incluyen las remuneraciones establecidas por la GART – OSINERG y otros ingresos derivados de la administración y servicios de mantenimiento que realizaban a otros agentes con líneas de transmisión como los generadores.

Cuadro 2: Niveles de Facturación Empresas Transmisoras SEIN (2001)

Empresa	Control	Facturación (US\$ miles)	Participación
Etecen	Estado (actualmente ISA)	59,821	55.0%
Etesur	Estado (actualmente ISA)	8,075	7.4%
Isa Peru	ISA	0	0.0%
Eteselva	Maple - Duke	4,748	4.4%
Redesur	Red Eléctrica de España	9,287	8.5%
Transmantaro	Hydro Quebec	26,846	24.7%
Total		108,777	

Fuente: GART-Osinerg, empresas

3.2 La oferta de transmisión

3.2.1 El Rol del MEM y los agentes privados

El planeamiento de la expansión de la oferta de transmisión en el caso peruano está a cargo básicamente del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el cual dentro de sus funciones se encarga de otorgar las concesiones para efectuar actividades relacionadas con el suministro de energía y formular los planes referenciales a nivel nacional relacionados a las inversiones en el sector a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) y la OTERG (Oficina Técnica de Energía). Si bien estos planes son “referenciales”, implican cierta toma de posición por parte del MEM de los proyectos que son deseables, en el sentido de contribuir a incrementar la eficiencia y la cobertura, en las actividades de generación y transmisión.

Otra entidad que asume una función en las propuestas de expansión del sistema de transmisión es el COES (Comité de Operación Económica del Sistema), el cual dentro de sus propuestas semestrales para la fijación de tarifas en barra (mayo y noviembre) incorpora un plan de obras de transmisión. Sin embargo, este plan suele considerar solo las líneas que se tendrían que construir para satisfacer determinadas demandas de proyectos importantes (proyectos mineros) y las necesarias para la interconexión de las centrales de generación esperadas en los próximos cuatro años, horizonte de proyección de las tarifas en barra. La GART - OSINERG incorpora algunas instalaciones que serían necesarias de acuerdo a los resultados que les arroje el modelo Perseo en términos de la generación de congestión en zonas específicas. Sin embargo, la configuración del sistema de transmisión actual ha permitido que la congestión sea un evento poco usual y por lo tanto no se ha generado mayor controversia por el tema de la congestión.

Las necesidades de incrementar la capacidad de transmisión eran normalmente asumidas por las empresas estatales Etecen y Etesur. Sin embargo, la magnitud de algunos proyectos relacionados a la interconexión nacional hizo que se optara por la introducción de nuevos agentes mediante el uso de contratos BOOT, que se utilizaron para la construcción de la línea Mantaro – Socabaya.

La participación de los agentes privados estuvo condicionada en este caso a la definición previa de las instalaciones a construirse (Km de líneas, capacidad de tensión y subestaciones) por parte del MEM. Este punto es bastante importante, ya que en el caso de las líneas principales, e incluso en las secundarias cuando se trata de contratos BOOT, los usuarios (consumidores y generadores) asumen el costo total de la instalación y operación de las líneas, independientemente que éstas sean dejadas de utilizar o sean subutilizadas.

Paralelamente, los generadores e incluso grandes clientes pueden construir líneas secundarias que les permitan integrarse al sistema, pero que en la mayoría de los casos no son remuneradas ya que son de uso exclusivo de las partes. En los casos que un segundo generador quiera utilizar una línea secundaria de generación, ambos usuarios se prorratan los costos anuales en función de la energía transmitida.

3.3.1 Criterios usados en la decisión de la expansión

La garantía en la recuperación de los costos de inversión y operación hace necesario que los criterios y mecanismos para decidir la expansión del sistema y quiénes asumen estos costos se muestran de la forma más clara posible, ya que mientras no exista una solución privada al problema, las decisiones que pueda tomar el MEM afectarán a todos los usuarios.

Este problema no tiene un mecanismo de solución claro actualmente, aunque en el caso específico de la línea Mantaro – Socabaya, que significó más de la duplicación del peaje de conexión principal, la entonces CTE (Comisión de Tarifas de Energía) realizó un análisis costo – beneficio que mostraba que el beneficio neto de la construcción era positivo en un horizonte de 10 años. El ratio beneficio/costo era de 1.05 (CTE, 2000)²⁷. Este beneficio solo incluía la reducción de los precios de energía y potencia, incluyendo la disminución de la reserva, para los usuarios, tanto del mercado regulado como del libre en la zona sur²⁸ y no otros potenciales beneficios como la mayor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y la ampliación del mercado eléctrico. No se presentaron estudios análogos para el reforzamiento del SISUR. En el caso de Transmantaro cabe preguntarse si tal como mostraba el análisis costo – beneficio los beneficios se concentraban en la zona sur, pero el pago de las instalaciones la realizan todos los clientes del SEIN. Incluso en un primer momento la interconexión significó un ligero incremento de las tarifas en el entonces SICN.

²⁷ Ver Anexo 2

²⁸ Un mes después de la interconexión, los precios promedio en las barras de la región sur disminuyeron significativamente. En Socabaya (12,6%), en Tacna (10,1%), en Cusco (16,8%) y en Azángaro (11,3%).

3.3.2 El Uso de contratos BOOT

Las concesiones otorgadas bajo la modalidad de contratos BOOT en el Perú establecen una serie de derechos y obligaciones de las concesionarias para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción, incluyendo el mantenimiento, reparación y explotación de las líneas de transmisión. Las principales características de estos contratos se resumen a continuación:

- Durante el plazo del contrato, usualmente de 30 años, el concesionario será propietario de los bienes de la concesión y podrá usarlos para prestar el servicio de transmisión de electricidad. El otorgamiento de la concesión es a título gratuito.
- A partir de la fecha de cierre (es decir de la firma de los contratos), las empresas serán responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionadas a los bienes de concesión de acuerdo con las leyes aplicables.
- Al término de la concesión las empresas deberán transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión, así como ceder su posición contractual.
- Las empresas tendrán el derecho de explotar las líneas de transmisión entre la puesta de operación comercial y el vencimiento del plazo de concesión.
- La estabilidad del régimen tarifario del contrato BOOT se garantiza asegurando a las empresas la recuperación del monto ofrecido en las subastas a lo largo del plazo de concesión.
- La sociedad concesionaria se compromete a garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y las condiciones establecidas en el contrato para el diseño, construcción y operación. Se establecen también las compensaciones y penalidades por falta de calidad y continuidad del servicio.
- Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño por un monto mínimo de US\$ 10 millones, así como un seguro a todo riesgo que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la concesión.
- El concesionario debe permitir el acceso abierto a sus instalaciones a otros operadores y a los generadores.
- Se establece explícitamente que la retribución de instalaciones para prestar otros servicios será calculada y pagada conforme a un acuerdo libre entre las partes.
- Adicionalmente, se determinan los mecanismos de solución de controversias técnicas y de otra índole, las condiciones para la cesión de la posición contractual y las causales de terminación de los contratos por razones atribuibles a los concesionarios y al concedente.
- El uso de una tasa de descuento real de 12% para la recuperación del costo de inversión durante los 10 primeros años.
- Por último, la recuperación de los costos de los contratos BOOT a través de tarifas en el sector eléctrico es independiente de los ingresos que puedan percibir por otros negocios como el uso de las instalaciones para transmisión de datos y telecomunicaciones ya sea a través de la instalación de redes de fibra óptica o alquiler de infraestructura.

Vale la pena comentar que quizá pudo lograrse mejores condiciones para los usuarios, a través de menores tarifas, si se revisaba la tasa de descuento garantizada a los inversionistas por un período de 10 años. Esta tasa podría considerarse como relativamente alta en relación a los niveles de riesgo asumidos por los inversionistas en este tipo de contratos y al uso de tasas menores en otros países como Chile donde se usa una tasa de descuento de 10%. Sin embargo, existen problemas prácticos para estimar la tasa de descuento adecuada para la actividad de transmisión ya que metodologías como el uso del modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) son difíciles de utilizar en países donde pocas empresas cotizan en bolsa, y en particular ninguna transmisora, y cuando el uso de datos de otras experiencias como la de U.S.A. pasa por el problema de la diferencia de marcos regulatorios y el hecho que en este país una importante proporción de las empresas están verticalmente integradas.

Por otro lado, si bien las instalaciones servirán en primer lugar para brindar el servicio de transporte de electricidad, los ingresos que los concesionarios logren por otros servicios como telecomunicaciones comparten costos comunes y debería buscarse un procedimiento para asignar estos costos y no un esquema de subsidios cruzados donde los costos fijos sean cubiertos sólo por los usuarios eléctricos.

3.3. Fijación del precio de las instalaciones de transmisión

Para la determinación de los cargos de transmisión, el sistema de transmisión es dividido en un sistema principal, definido como aquel en donde el flujo de la energía puede ir en dos direcciones por lo que no se puede identificar exactamente que generadores usan la infraestructura, y un sistema secundario, en donde el flujo de la energía es unidireccional y es factible identificar a los usuarios. El MEM puede redefinir que líneas son consideradas principales y secundarias cada cuatro años.

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG (“GART – OSINERG”), antes la Comisión de Tarifas de Energía (“CTE”), tiene la responsabilidad de establecer la retribución para las empresas de transmisión, fijando las tarifas y peajes de conexión respectivos en el mes de mayo de cada año.

El marco regulatorio peruano busca garantizar a los inversionistas la recuperación de sus inversiones con una rentabilidad atractiva a través del reconocimiento en las tarifas del costo medio de las instalaciones de forma tal que los ingresos de las empresas cubran sus costos eficientes.

$$\begin{array}{lcl} \text{CTA} = a\text{VNR} + \text{COyM} & = & \text{IT} + \text{Pj} \\ \text{Costos Eficientes} & & \text{Formas de remuneración} \end{array}$$

La determinación de los costos se basa en criterios de eficiencia que usan estándares técnicos y económicos que toman en cuenta la configuración actual del sistema de transmisión. Es decir, los costos reales son “comparados” con el desempeño de una empresa eficiente que brinde el mismo servicio bajo los estándares de calidad y seguridad requeridos por el marco regulación. Por ello, en la medida que las tarifas sean calculadas con estos criterios y la empresa realice los esfuerzos necesarios, los concesionarios tendrán una rentabilidad atractiva y flujos ingresos estables en el tiempo. Por su parte, los ingresos

de las empresas están conformados por la remuneración de las instalaciones aplicando el sistema marginalista, remunerándose la diferencia a través de cargos complementarios.

Sin embargo, existen diferencias en los criterios utilizados para calcular los componentes de las tarifas dependiendo de las características de las líneas, si son principales o secundarias, las cuales hasta el año 2000 no se regulaban y estaban sujetas a negociación entre las partes donde OSINERG solo actuaba en caso de que no se pusieran de acuerdo. Asimismo, el uso de concesiones tipo BOOT para construir nuevas instalaciones, que si bien se planteó con el objetivo de generar mayor estabilidad en los ingresos y reducir el riesgo para los inversionistas, introdujo algunos tratamientos especiales.

3.3.1 Determinación del Costo de las Instalaciones de Transmisión

a) Líneas Principales y Secundarias

El costo total anual eficiente (CTA) para los concesionarios de transmisión está conformado por la anualidad de las inversiones, descontadas a una tasa de 12% y los costos estándares de operación y mantenimiento.

De acuerdo con el marco regulatorio vigente, el CTA está conformado por la anualidad de la inversión (“AVNR”) y los costos de operación y mantenimiento (COYM). de este modo se cumple la siguiente identidad:

$$CTA = aVNR + COyM$$

la anualidad de la inversión se calcula sobre la base de:

El Valor Nuevo de Reemplazo (“VNR”) es el costo de renovación de las instalaciones destinadas a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes utilizando un período de 30 años y una tasa de actualización del 12%. De acuerdo al artículo 76 de la LCE, este VNR deberá incluir:

- a) Los gastos financieros durante el periodo de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el Artículo 79 de la presente Ley.
- b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas.
- c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Si bien los concesionarios presentan la información sustentatoria respecto al VNR, la GART - OSINERG tiene la facultad de rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios. De acuerdo con la metodología que viene siendo empleada permanentemente por OSINERG, la valorización de este tipo de instalaciones de transmisión se ha efectuado sobre la base de módulos estándares de líneas de transmisión con sus respectivas celdas de conexión, diseñados para operar en las mismas condiciones geográficas y altitudes sobre las cuales están instalados los bienes físicos existentes. Estos módulos están conformados por

elementos diseñados con la tecnología actual y costeados a partir de precios promedios de mercado.

La LCE establece que cada cuatro años la GART – OSINERG procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Los COyM se refieren principalmente al mantenimiento preventivo (inspecciones), mantenimiento de estructuras y mantenimiento correctivo de acuerdo a estándares de frecuencia y duración que dependen de las características de las líneas, factores climáticos, entre otros. También se considerará el caso de la reposición de algunas estructuras menores en el mediano plazo. En su cálculo se usa la noción de sistema económicamente adaptado.

Tanto el VNR como el COyM son calculados distinguiendo los asignados a instalaciones principales y secundarias, estas últimas incluso se deben desagregar al nivel de líneas debido a que deben ser asignadas a determinados usuarios conforme a los mecanismos de remuneración utilizados en cada caso. Esta necesidad genera algunos problemas con instalaciones como el Centro de Control, las estaciones terminales remotas y el sistema de telecomunicaciones que brindan servicios al sistema y con el personal asignado para el mantenimiento. En el primer caso se ha recurrido al prorrateo en función al número de puntos de medición, alarma, control y estado de las instalaciones de transmisión y en el segundo al número de horas hombre asignadas en cada actividad.

Por ejemplo, en mayo del 2002 los costos del centro de control de Etecen asignados al Sistema de Transmisión principal se muestran en el cuadro 3.

Cuadro 3: Reparto de los Costos del Centro de Control de Etecen

Instalación	Centro de Control US\$ miles	Asignable al SPT US\$ miles
Estación Maestra	5,663	1,567
RTU	2,968	736
Telecomunicaciones	3,971	893
Total	12,603	3,196

b) Concesiones BOOT

En el caso de los contratos BOOT el VNR reconocido corresponde al monto de inversión del adjudicatario de acuerdo con la oferta ganadora en la subasta. el valor se ajusta cada cuatro años por la variación del índice “finished goods less food and energy” (serie id: wpsop3500) publicado por el Departamento del Trabajo de los Estados Unidos de América.

En diciembre de 1998, la CTE estableció el VNR de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya y en junio de 2001 fijó el VNR definitivo para las instalaciones de reforzamiento

de los sistemas del sur. Los valores ofertados fueron de US\$ 179.179 millones para la primera y US\$ 74.48 millones para las instalaciones a cargo de Redesur.

Los montos ofertados se anualizan considerando un período de 30 años y vienen a conformar las anualidades del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones. Los CoyM se calculan según los procedimientos usados por OSINERG para el cálculo de los estándares de eficiencia correspondientes a la noción de sistema económicamente adaptado.

Debido a que los ingresos de las transmisoras con contratos BOOT se realizan en moneda nacional y que los contratos de concesión están pactados en dólares americanos, se originan diferencias cambiarias en las retribuciones garantizadas a las EMPRESAS. En febrero del 2001, la CTE, acogiendo un recurso de reconsideración interpuesto por Transmantaro, estableció el procedimiento para liquidar anualmente las posibles diferencias por la variación del tipo de cambio en los ingresos del SPT (Sistema Principal de Transmisión)²⁹. De esta manera el CTA se redefine como:

$$CTA = aVNR + La + COyM$$

Donde La se refiere a la liquidación anual, que puede ser positiva o negativa³⁰.

3.3.2 Mecanismos de Remuneración: Ingreso Tarifario y Peajes

Una vez que se define el CTA el sistema utiliza los criterios marginalistas y de eficiencia económica para recaudar el monto que cubra el costo de transmisión a través del Ingreso Tarifario (“IT”) y el Peaje (“Pj”)

$$CTA = IT + PJ$$

Donde el IT es la retribución que recibe la empresa de transmisión por la valorización de la diferencia entre los retiros y las inyecciones de energía y potencia en los distintos puntos del sistema. El peaje de conexión (“PJ”) es la retribución adicional necesaria para cubrir todos los costos de la transmisora, protegiendo la inversión realizada, calculándose como la diferencia entre el costo total anual de transmisión (“CTA”) y el IT.

a) Líneas principales

Ingreso Tarifario

El cálculo del ingreso tarifario (IT) se realiza en mayo de cada año y es producto de la simulación del despacho a mínimo costo que permite obtener los flujos de energía y potencia en el sistema. Para ello se utilizó en su momento el modelo Junín y actualmente el modelo el Modelo Perseo.

²⁹ Resolución N° 001 – 2001 P/CTE.

³⁰ En el punto 3.3.2 c) se describe con cierto detalle el procedimiento de liquidación efectuado en febrero del 2001 en el caso de Transmantaro.

El Ingreso Tarifario está conformado por los ingresos tarifario de potencia y los ingresos tarifarios de energía, los cuales vienen a ser las valorizaciones de las diferencias de precios entre las barras de entrega y las barras de retiro.

IT = IT por potencia + IT por energía

$$IT = (Pr * Ppr - Pe * Ppe) + (Er * Per - Ee * Pee)$$

Donde:

Pe, Pr = nivel de potencia de entrega y retiro

Ee, Er = nivel de energía de entrega y retiro

Ppe, Ppr = precios de potencia en barras de entrega y retiro

Pee, Per = precios de energía en barras de entrega y retiro.

En años anteriores, el ingreso tarifario en el caso de las líneas principales resultó nulo o negativo debido a las características de la red de transmisión peruana que no es lo suficiente “enmallada”. Sin embargo, gracias a una mejor representación de la red del modelo Perseo recientemente los niveles de ingresos tarifarios se han incrementado ligeramente. Sin embargo, todavía no representan un monto importante de los costos a cubrirse de las instalaciones. El IT es pagado mensualmente por los generadores en proporción a sus ventas por potencia.

Cargos Complementarios

Para las líneas de transmisión principal, el Peaje es pagado mensualmente por todos los generadores a través de los ingresos recaudados de sus clientes (distribuidoras y clientes libres) a quienes se lo han cobrado como parte de sus contratos. En estos contratos se suma a las tarifas en barra un peaje unitario por KW/mes obtenido de dividir el monto total del peaje entre la máxima demanda esperada.

b) Líneas Secundarias

En el caso de las redes secundarias, donde es posible identificar a los usuarios que generan los flujos de energía se han establecido dos métodos de acuerdo a si estas líneas son usadas por los generadores para llegar al SPT (Líneas de Generación) o si son usadas por las distribuidoras para llegar a los usuarios finales (líneas de Demanda).

Estos criterios están todavía en revisión y han dado origen a una serie de reclamos de las empresas. En el caso de los sistemas secundarios, los peajes se calculan línea por línea. En la actualidad el peaje para los sistemas secundarios está siendo fijado por la GART, - OSINERG por lo que sí un generador suministra energía eléctrica en dichas barras o utiliza las instalaciones de un concesionario de distribución, ya no requiere ponerse de acuerdo con los propietarios para establecer las compensaciones por el uso de las instalaciones como se estableció en un primer momento en la LCE.

Sistema Secundario de Demanda

En este caso, actualmente el reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (art. 139) establece un cargo de peaje secundario unitario a ser pagado por los consumidores. Este peaje unitario se calcula como el cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía transportada actualizada para un horizonte de 15 años. El Peaje en cada instalación se calcula como la diferencia entre la proporción del costo anual de transmisión y el correspondiente ingreso tarifario.

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$PS = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CT - IT_i}{(1 + a)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{Dem_i}{(1 + a)^i}}$$

Donde:

- PS*: Peaje secundario unitario
- CT*: es el costo anual esperado empleando la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) fijado por la GART – OSINERG para el sistema secundario más el costo estándar de Operación y Mantenimiento (COyM), es decir $CT = aVNR + CO\&M$. Normalmente, los COyM representa alrededor del 3% del VNR.
- Dem_i*: Es la demanda esperada para el año *i*
- IT_i*: Es el ingreso tarifario estimado para el año *i*
- a*: es la tasa de actualización definida en la LCE
- i*: es el periodo de un año

De esta forma, los ingresos anuales del concesionario estarían dados por la siguiente expresión:

$$IE = PS \cdot Dem_1 + IT_1$$

Sistema Secundario de Generación

En este caso los ingresos deben provenir de los generadores usuarios de las instalaciones. Los pagos al transmisor se efectúan al final de cada mes, y se basan en la mensualización de los costos medios anuales usando una tasa de 12%. Estos montos son recaudados por el COES y son reajustados mensualmente de acuerdo a las variaciones del tipo de cambio.

Un punto interesante en el caso de estas líneas, que son usadas por los generadores para llegar al sistema, es el precio de acceso a fijarse, algo que no tiene mayor relevancia en las líneas de demanda ya que normalmente las líneas pertenecen a una empresa transmisora que no tiene participación en otra actividad y por lo tanto el problema se restringe a compensar el costo de las instalaciones.

En el Perú se ha adoptado una visión similar en el caso de las compensaciones que deben hacer los generadores cuando usen sistemas secundarios de generación. Sin embargo, estas

líneas son construidas normalmente por un generador que busca interconectarse al sistema y que no reciben compensaciones mientras sean de uso propio. En el caso que un segundo generador quiera utilizar estas instalaciones el procedimiento establece que ambas empresas deben pagar el costo medio en proporción a la energía transmitida por la línea. Sin embargo, cabe preguntarse si se debería incorporar algún criterio de costo de oportunidad, por ejemplo, si el segundo generador desplaza al primero en el despacho y ambos sólo vendieran al mercado spot. En este caso reglas como la ECPR indicarían que el segundo generador tendría que compensar al primero por los menores ingresos en el mercado final.

Sistemas Secundarios de Generación/Demanda

En este caso, donde los sistemas no sólo sirven para permitir la transferencia de electricidad de una barra del sistema principal a los consumidores finales sino que también se utilizan para entregar energía de las centrales de la región a una barra del SPT, la GART - OSINERG ha optado por utilizar el Sistema de Beneficiarios a fin de separar las responsabilidades de los usuarios y los beneficios que obtienen por el uso de la red.

Una vez medido el beneficio relativo de los usuarios se reparte el costo de transmisión en proporción a estos beneficios y se procede a cobrar la retribución de acuerdo a los procedimientos vigentes para las líneas de generación y de demanda.

c) El caso de los contratos BOOT

En este caso, el procedimiento de remuneración de las instalaciones sigue utilizando los conceptos de ingreso tarifario y peajes (CTA = PJ + IT). Sin embargo, la necesidad de que los ingresos de las empresas a lo largo de los 30 años de operación sea igual al valor de la oferta de las empresas no solo introduce la liquidación por tipo de cambio sino que cuando concesiones tienen instalaciones secundarias, como el caso de Redesur, se han tenido que introducir algunas modificaciones en su tratamiento a fin de cumplir con este objetivo. A continuación se muestra el procedimiento de liquidación se mostrará con la línea Mantaro – Socabaya. En la resolución 015 – 2000/CTE se habían fijado en nuevos soles los montos de Ingreso tarifario esperado de la línea, en simulaciones de flujos de energía y potencia del modelo Perseo, y peaje correspondiente.

Sistema	Peaje de Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado)
Sistema de transmisión Mantaro - Socabaya	96,178 miles de soles	326 miles de soles
	27,574 Miles de US\$	93 miles de US\$

T.C.= 3.488 soles por dólar.

El costo total asociado a esta remuneración se componía de:

$$CTA = aVNR + COyM = 22,244 + 5,423 = 27\ 667 \text{ miles de US\$}$$

Dado que esta instalación empezó su operación comercial el 8 de octubre del 2000, en la fijación de tarifas de mayo del 2001 se realizó la primera liquidación teniendo como fecha de cierre de los cálculos el 28 de febrero (3433 horas de las 8760 del período anual). En

este caso, las diferencias en el tipo de cambio dieron un saldo a favor de Transmantaro que pasa a ser descontado de los peajes esperados en el próximo período.

Cuadro 4: Liquidación mensual de Transmantaro (mayo 2001)

MES		TC S./US\$	Peaje por conexión	Ingreso Tarifario	Total S/.	Total US\$	Valor Presente al 28 de febrero
1	Octubre	3.535	4,489,610	15,204	4,504,814	1,274,346	1,323,407
2	Noviembre	3.521	7,818,226	26,476	7,844,702	2,227,875	2,292,001
3	Diciembre	3.521	7,818,226	26,476	7,844,702	2,227,975	2,270,458
4	Enero	3.531	7,818,226	26,476	7,844,702	2,221,686	2,242,746
5	Febrero	3.518	7,818,226	26,476	7,844,702	2,229,875	2,229,875
						Total Pagado	10,358,487
						Costo medio a reconocer	10,842,704
						Diferencia Octubre 2000- Febrero 2001	484,217
						Liquidación Octubre 2000-Febrero 2001	542,323 = 484217*1.12

Fuente: GART - OSINERG

De esta forma en el siguiente período se calcula el peaje de conexión unitario en base al peaje proyectado dividido entre la máxima demanda anual esperada, en este caso 2587 MW descontando del costo total a reconocerse la ganancia actualizada por tipo de cambio del año anterior.

Cuadro 5: Cálculo del Peaje Unitario de Conexión Transmantaro (miles de US\$)

Empresa	Costo Anual reconocido	Liquidación Anual	Ingreso Tarifario	Peaje Anual	Peaje Unitario (US\$/KW – año)
Transmantaro	27,669	524	3,202	28,208	10.9

Fuente: GART - OSINERG

En el caso de Redesur, en octubre del 2000 la entonces CTE estableció los peajes de conexión para la línea Socabaya - Moquegua con motivo de la puesta en operación de la primera etapa del proyecto. El procedimiento utilizado, por tratarse de una línea principal es básicamente el mismo que el mostrado en el caso de Transmantaro. En marzo de 2001 se establecieron las compensaciones mensuales de transformación de las subestaciones Tacna 66 kv y Puno 138 kv. En este caso los procedimientos varían ya que se trata de instalaciones secundarias.

Para la compensación de las subestaciones de Tacna y la Yarada (Puno) de REDESUR se usó en el primer caso una proyección del crecimiento esperado de la demanda en Tacna, por tratarse de una línea de demanda, y en el segundo caso, por tratarse de una línea de generación, se establecieron los montos que deben pagar los generadores que utilicen estas instalaciones. Sin embargo, dado que se trata de instalaciones cuya remuneración está garantizada por un contrato BOOT, la GART – OSINERG ha establecido un procedimiento de liquidación análogo al de la red principal a fin de garantizar a REDESUR la recuperación de sus inversiones. Ello no sucede necesariamente en el caso de instalaciones

de otras empresas donde los errores en la proyección de la demanda y otras variables no originan una liquidación posterior.

d) La concesión de Etecen y Etesur

En setiembre del 2002 se firmó el contrato que entregó en concesión por 30 años las instalaciones de Etecen y Etesur a la Sociedad Concesionaria Red de Energía del Perú, cuyo principal accionista es la empresa estatal de Colombia Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

La modalidad que adoptó esta concesión consistió en fijar una Remuneración Anual Garantizada (RAG) de US\$ 58 638 millones a la empresa que se comprometía a brindar el servicio cumpliendo los requisitos de calidad y seguridad del servicio, realizar el mantenimiento, reparación y modernización de la infraestructura eléctrica, y a construir determinadas líneas necesarias para la expansión del sistema, específicamente la Interconexión con el Ecuador a través de la construcción de la línea eléctrica Zorritos-Zarumilla, el cambio de conductores en la línea eléctrica existente Lima-Chimbote y la instalación de un sistema de compensación reactiva en el sistema eléctrico del sur.

El consorcio ganador era aquel que ofertaba el mayor monto a pagar al Estado por las empresas. Este monto a pagar por el concesionario dependía entonces de factores tales como la magnitud de los costos del postor y la tasa de descuento de cada inversionista. En este caso ISA ofreció un monto de US\$ 261 millones por el derecho de concesión respecto a un precio base de US\$ 250 millones.

En este esquema, el hecho que sólo se presentara a la subasta la empresa ISA no tiene las mayores implicancias tarifarias, como si es el caso de los contratos BOOT, donde las ofertas ganadoras pasan a ser reconocidas automáticamente en las tarifas, sino que se podría haber traducido en menores ingresos para el Estado. Sin embargo, el esquema adoptado supone algunos cambios en los principios y mecanismos prescritos por la LCE.

En primer lugar, la fijación de la RAG fijo durante los 30 años, salvo actualizaciones por inflación, supone dejar de utilizar en el futuro los criterios de eficiencia en la fijación de tarifas establecidos en la LCE, tanto en el reconocimiento del VNR como en los costos de operación y mantenimiento. Estos sólo se habrían usado en la última fijación de tarifas de Etecen y Etesur y en el cálculo del RAG. La empresa podrá apropiarse de todas las ganancias de eficiencia posibilitadas por factores como el cambio tecnológico, la reducción del riesgo país, entre otros.

En segundo lugar, al igual que los contratos BOOT, la necesidad de garantizar los ingresos al concesionario y los procedimientos establecidos en el contrato no necesariamente se alinean con los procedimientos usados tradicionalmente por OSINERG, aunque se ha hecho un esfuerzo por seguir utilizando los criterios seguidos por la GART - OSINERG. Pasamos a explicar este punto con algo más de detalle.

La RAG(n) comprende la RAG1(n) que se paga mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación y la RAG2(n) que debe ser pagado por los

consumidores finales por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST).

El monto de la RAG1(n) que será pagado por las instalaciones de generación, debe ser establecido por el OSINERG, antes del 30 de abril del año “n”. Este monto debe ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen de las instalaciones de transmisión. El procedimiento utilizado para la asignación de la responsabilidad del pago de las compensaciones mensuales consiste en el uso de los “Factores de Distribución Topológicos”.

El pago de los consumidores finales RAG2(n) debe establecerse mediante la siguiente diferencia:

$$\text{RAG2}(n) = \text{RAG}(n) - \text{RAG1}(n).$$

El pago RAG2(n) tiene dos componentes: el pago a través del Ingreso Tarifario Esperado y el Peaje por Conexión del SPT que constituyen la RAGSPT(n) y el pago a través del SST, RAGSST(n) que debe establecerse mediante la siguiente relación:

$$\text{RAGSST}(n) = \text{RAG2}(n) - \text{RAGSPT}(n)$$

RAGSPT(n): Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión será pagado por los consumidores de acuerdo a los procedimientos seguidos usualmente por la GART - OSINERG.

RAGSST (n): Ingreso Tarifario y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión será pagado por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria, es decir, un peaje de conexión equivalente en energía.

La GART - OSINERG tendrá la función de asignar los costos de inversión y los COyM para las líneas principales y secundarias y dentro de estas para las líneas de generación y las líneas de demanda.

4. Conclusiones y opciones de política

La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 estableció una serie de criterios y mecanismos que recogían lecciones de la experiencia internacional en el tratamiento de la transmisión de electricidad para el caso peruano. Básicamente se trataba de reconocer las características de monopolio natural de la actividad y aplicar los principios marginalistas para remunerar las instalaciones, complementándolos con cargos fijos, asignados a los usuarios de las redes, que permitan recuperar los costos totales de las redes.

Sobre los criterios utilizados para la remuneración de las instalaciones

Los desarrollos teóricos y la experiencia internacional muestran que el tema de la remuneración de las líneas de transmisión todavía no está claramente resuelto. Los métodos adoptados para remunerar las líneas han surgido de la aplicación del sistema marginalista y

de diferentes ramas ligadas a la ingeniería aplicada al sector eléctrico. Aunque estos métodos han recogido avances de la teoría económica, como el método de beneficiarios que recoge criterios basados en la teoría de la tarificación óptima como los precios Ramsey, todavía no se ha avanzado en la aplicación de algunos criterios vinculados a la teoría de los precios de acceso (utilizados en las telecomunicaciones y el gas natural). Si bien un factor que puede explicar esto son las características peculiares del abastecimiento de electricidad, habría que analizar con mayor detalle la posibilidad de usar los avances en esta área..

Entre los criterios aplicables para repartir el cargo fijo entre los usuarios, el método de Beneficiarios propuesto por Pérez Arriaga y Rubio Odériz (1999) es aquel que mantiene un mayor sentido económico, ya que recoge criterios de maximización del bienestar social y es más viable de implementar ya que no requiere la estimación de elasticidades de demanda. En el Perú este método sólo es aplicado para las líneas generación – demanda, utilizando métodos de reparto por el uso físico en el caso de las líneas secundarias de generación y de demanda y un criterio de estampilla de correos en el caso de las líneas principales. Este tratamiento diferenciado en el reparto de costos tiene cierta justificación por la necesidad de información para estimar los beneficios de las partes. Sin embargo, esta demanda de información se relaja en el caso de líneas nuevas ya que sobre éstas se puede realizar, en su análisis beneficio –costo, una estimación de los beneficios netos con y sin la línea. EN este contexto es recomendable introducir paulatinamente estos criterios en la construcción de las nuevas líneas.

Debe mencionarse adicionalmente que la distinción entre líneas principales y secundarias, basadas en la direccionalidad de los flujos de energía, ha sido cuestionada debido a que estos flujos no son constantes a lo largo del tiempo, ya que dependen de los costos y ubicación de las centrales que estén despachando en el sistema. Ello hace que la calificación de las líneas pueda ser modificada por el MEM cada cuatro años. Estas modificaciones pueden generar incertidumbre sobre la amortización de las inversiones debido a que los criterios de remuneración no necesariamente generan los mismos flujos de ingresos. Sin embargo, la introducción de contratos BOOT y mecanismos como los usados en la concesión de Etecen y Etesur también han modificado esta situación.

El problema de la expansión, las concesiones y el marco regulatorio

En el caso de la expansión de la infraestructura de transmisión existe cierto consenso en utilizar las señales que genera el sistema de costos marginales para crear incentivos adeudados para la expansión de los servicios de transmisión. Un primer avance que se puede aplicar para el caso peruano es distinguir las diferencias entre las tarifas en barra por pérdidas marginales y costo de congestión. Sin embargo, los avances teóricos y algunas experiencias en sistemas eléctricos particulares que intentan utilizar los diferentes precios entre nodos para crear un mercado de derechos de transmisión tanto físicos como financieros muestran problemas de abuso de posición de dominio. A su vez la implementación a nivel internacional de estos mecanismos se ha dado en mercados con diseños muy diferentes para la actividad de generación y todavía es muy escasa como para tomarlos como una alternativa realista para el caso peruano. Algo similar sucede con otras propuestas que intentan descentralizar las decisiones de los agentes como aquellos que

recogen conceptos de juegos cooperativos, cuya discusión está todavía a nivel teórico y donde no se logra eliminar la necesidad de un coordinador con importantes atribuciones.

Esta problemática genera la necesidad de contar con un ente que coordine y centralice algunas decisiones asociadas con la operación del sistema y que permita la identificación de los requerimientos de inversión. Este organismo en el caso peruano no está definido con la claridad necesaria. El MEM tiene algunas atribuciones al respecto pero en un marco legal algo difuso, el COES posee alguna participación derivada del proceso de fijación de tarifas en barra y la operación del sistema, y la GART - OSINERG termina asumiendo también funciones en la planificación de la expansión asociadas a la necesidad de proyectar tarifas para los próximos cuatro años. Esta situación ha llevado, paradójicamente, a que en el caso peruano el tratamiento de la expansión de la transmisión muestre una participación estatal mayor que otros países latinoamericanos, no al nivel de ente coordinador de las necesidades de los agentes, sino como aquel que toma decisiones para convocar licitaciones muchas veces unilaterales, lo que trae como consecuencia una expansión que no surge de un proceso integral y ordenado. En este sentido, el Perú se muestra rezagado frente a otros países como Argentina y Chile donde se utilizan en la medida de lo posible las señales económicas que puede dar el sistema tarifario, y donde los agentes privados promueven la construcción de instalaciones en base a las señales de precios.

La expansión en el caso peruano se ha decidido sin un procedimiento que involucre a los usuarios que terminarán pagando las instalaciones y donde sólo en determinados casos se ha utilizado criterios de costo – beneficio. Más aún, el uso de contratos BOOT ha generado una legislación paralela que implica el relajamiento en el uso de los criterios de eficiencia en el reconocimiento de costos de inversión, operación y mantenimiento a través de la noción de “sistema económicamente adaptado” establecido en la LCE. En particular, en el caso de los contratos BOOT, es crucial el tema del logro de una competencia efectiva “por el mercado” ya que las ofertas se constituirán en el componente de inversión de las tarifas, mientras que la GART – OSINERG tendría un margen reducido para aplicar criterios de eficiencia (sólo en los costos de operación y mantenimiento). En este sentido, el número de postores que se presentaron a las subastas, que superó los tres, y las ofertas presentadas indican que se habría logrado cierto nivel de competencia por lo que el problema no sería mayor. Sin embargo, el problema con los contratos BOOT deriva más bien de los mecanismos bajo los cuales el Estado decide que instalaciones se deben construir y cuales no, y la necesidad que los usuarios puedan encontrar mecanismos que les permitan una participación más activa en estos procesos.

Por su parte, en la concesión de Etecen y Etesur se tiene el mismo problema, ya que en el futuro el ente regulador se ve imposibilitado de aplicar criterios de eficiencia, dejando que el concesionario se apropie de todas estas ganancias tanto al nivel de costos de inversión como de operación. La función del ente regulador se limita a actualizar los montos de la RAG y distribuirlos entre los usuarios a través de los distintos mecanismos tarifarios. Si bien esta medida se habría hecho con el fin de bajar las tarifas y lograr un mayor monto de ingresos por la concesión al reducir el riesgo regulatorio de la aplicación anual de criterios de eficiencia sobre los costos, supone que el contrato haya reemplazado en la práctica a la LCE en este punto. Asimismo, no parece ser que en la fijación del precio base de la licitación se haya tomado en cuenta que el nivel de riesgo de la licitación era por cierto

menor a cualquier otra concesión en el sector ya que se garantizaba un flujo de ingresos reales por 30 años.

Se espera que las necesidades de servicios de transmisión sigan incrementándose en el futuro tanto por los grandes proyectos mineros como por el crecimiento de la cobertura y la interconexión. Ello implicaría la participación de nuevos agentes, ya que las obligaciones de ISA sólo están limitadas a determinado número de líneas. En este contexto es necesario realizar algunos avances, aunque inicialmente conservadores, dado que el problema de la transmisión sigue abierto a nivel internacional, a fin de dar un marco más adecuado para que las decisiones de inversión se tomen de una manera ordenada y con cierto grado de descentralización.

Una primera medida podría consistir en crear un ente especializado en la planificación de la transmisión, como en el caso de Colombia en que está ligado al MEM o independiente, que reciba las solicitudes de los agentes que tienen necesidades del servicio, identifique el tipo de líneas requeridas y tenga información sobre las disponibilidades a financiar determinadas inversiones por parte de los agentes. Este ente debería identificar los beneficios y costos de construir las instalaciones y evaluar si los proyectos planteados por los privados son las mejores alternativas para solucionar determinados problemas, ya de futuras interconexiones o problemas de congestión. Este organismo también podría asumir la función de operación técnica del sistema, actualmente a cargo del COES. Una forma de implementar este mecanismo es creando un Operador Independiente del Sistema (ISO), aunque en este caso debería evaluarse la parte del diseño del mercado mayorista peruano donde las funciones de operación técnica y económica del sistema están a cargo del COES, el cual no necesariamente tiene los incentivos adecuados para solucionar estos problemas³¹.

Esta entidad podría licitar los proyectos no solo al menor costo de inversión sino dejando que los potenciales inversionistas identifiquen las formas más eficientes de superar los problemas de los agentes del sector de la forma más focalizada y sin cargar costos a los que no recibirán beneficios. La administración privada de esta entidad podría financiarse con aportes de los concesionarios y recibir incentivos por los ahorros que genere a los agentes con decisiones de inversión adecuadas. La nueva entidad debería compatibilizar las necesidades de financiamiento de la infraestructura, dado su carácter hundido, con los potenciales problemas de los inversionistas que buscarían lograr el reconocimiento del mayor monto de inversión y el reparto de los costos entre los potenciales interesados dados sus costos de oportunidad.

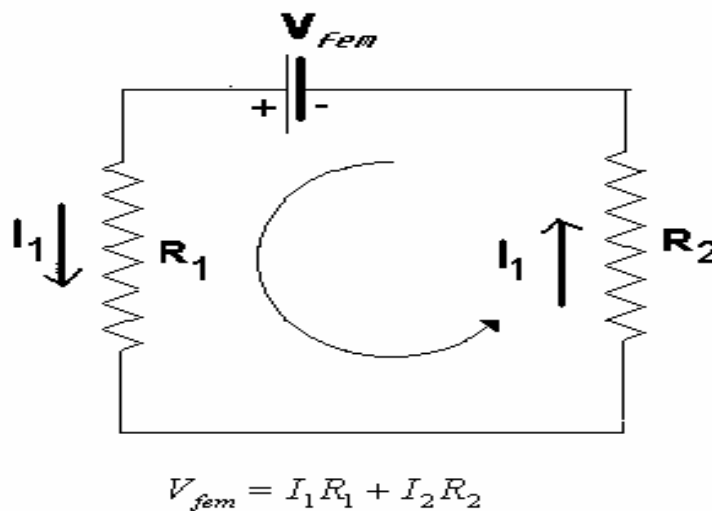
³¹ En diferentes mercados mayoristas liberalizados, donde existen subastas de energía, se ha optado por un modelo ISO – PX (Independent Power System – Power Exchange) donde las funciones de operación técnica y económica se han separado y están a cargo de empresas independientes de los generadores.

Anexo 1: Las Leyes Eléctricas Básicas

La primera ley de Kirchoff

Esta ley menciona que la suma de los voltajes de un sistema eléctrico es cero. El voltaje se puede entender como la “presión” de los electrones. La ley señala que en toda trayectoria cerrada en un circuito, la suma algebraica de las fuerzas electromotrices y las caídas de potencial es igual a cero.

Ley de Mallas (Primera Ley de Kirchoff)



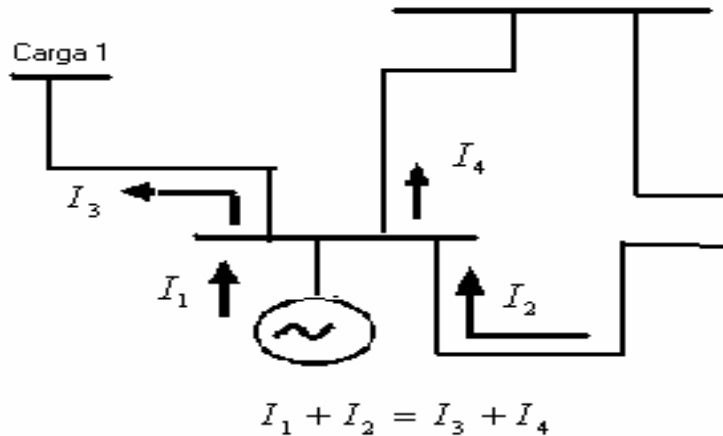
En el gráfico se aprecia un circuito de una malla conformado por dos resistencias (R1 y R2) y una fuente electromotriz (V_{fem}), además, la corriente circula en sentido contrario a las manecillas del reloj. En términos gráficos se puede expresar esta ley de la siguiente manera. La fuerza inicial con la que se mueve el electrón está dada por el generador (la fuerza electromotriz). Esta fuerza se reduce al pasar la corriente (I1) por la primera resistencia (R1). Con esta nueva fuerza el electrón sigue por el resto del circuito hasta llegar a la segunda resistencia (R2) en donde nuevamente el electrón pierda su fuerza de desplazamiento. La mencionada ley de Kirchoff señala que la suma de todas las fuerzas de desplazamiento que se pierde a lo largo del circuito eléctrico debe ser igual a la diferencia de la fuerza con la que se inyecta y la fuerza con la que llega el electrón a la barra de generación.

La segunda ley de Kirchoff

Esta ley señala que la energía inyectada en una barra es igual a la cantidad de energía retirada de la mencionada barra. Esto condiciona a que un generador localizado en la misma área geográfica de su cliente no abastezca de manera exclusivamente su contrato físico de suministro. Además, la energía proporcionada por el generador se consume a

pesar de que su demanda pueda ser menor, es decir no es posible el “almacenamiento” ni la “generación” de energía en las instalaciones de transmisión.

Ley de Nudos (segunda Ley de Kirchoff)



En el gráfico se aprecia que una de las barras recibe energía de dos fuentes, la primera es la inyección de un generador (I1) y la segunda proviene del sistema (I2). El total de esta energía se retira para abastecer la demanda de la carga 1 (I3) y el resto se distribuye en el sistema (I4).

Haciendo una analogía con el sistema de agua potable, la primera ley de Kirchoff se puede interpretar de la siguiente manera: la presión de inyección de agua (“fuerza electromotriz”) es igual a la suma de la presión a la que llega el agua al final de los conductores. En el caso de la segunda ley de Kirchoff, la cantidad de agua (metros cúbicos por segundo) que llega a una sub estación de bombeo es igual a la cantidad de agua (medida en metros cúbicos por segundo) que se distribuye entre las redes conectadas a dicha sub estación.

La Ley de Ohm

Esta ley señala que existe una relación entre la corriente de energía en un circuito y la diferencia de potencial aplicado a dicho circuito. Ohm encontró experimentalmente que esta relación era proporcional, es decir, que para un conductor dado, cuando, por ejemplo, se duplica o se triplica la diferencial de potencia (voltaje), se duplica o triplica la corriente respectivamente.

Tal como se describió anteriormente, la diferencia de potencial en los extremos del conductor se representa por la letra V y la corriente por la letra I. Además si representamos la resistencia de un conductor (digamos *i*) por la letra R, la ley de Ohm se puede formular como:

$$V_i = I_i R_i$$

Por su parte la resistencia³² del conductor, entendida como la dificultad que se opone al paso de la corriente, depende de sus dimensiones, es decir, tendrá más resistencia cuanto más estrecho y largo sea el conductor. Esta proporcionalidad se expresa como:

$$R_i = \frac{\rho_i}{S_i}$$

Donde:

R_i : es la resistencia del conductor i (medida en Ohmios)

l_i : es la longitud del conducto i (medida en metros)

S_i : es la sección transversal del conductor (medida en metros cuadrados)

ρ_i : es la resistividad o resistencia específica

Una derivación de la Ley de Ohm es que la energía se trasladada por el conductor que ofrece menos resistencia. Siguiendo con la analogía del sistema de transporte de agua potable, supongamos que existen dos conductores que abastecen a dos poblaciones. La primera población está localizada a 40 metros sobre el nivel del mar y la segunda a sólo 20 metros sobre el nivel del mar. Estos dos conductores están conectados a una estación de bombeo. La ley de Ohm nos dice que el agua se desplazará en mayor proporción por el primer conductor.

³² La Resistividad es una constante que depende del material con que está fabricado el conductor en cuestión. A la inversa de la Resistividad se le llama Conductividad.

Anexo 2: Análisis Costo - Beneficio Línea Mantaro - Socabaya
(10 primeros años - US\$ millones)

BENEFICIO ECONOMICO CONSUMIDORES (BE) COSTOS LÍNEA MANTARO-SOCABAYA

Por Energía	23.4
Por Potencia y Reserva	160
TOTAL	183.4

VNR	179.2
COyM (3% VNR)	5.4
Tasa	12%
Anualidad	27.6
VP(10 años)	174.8

Donde:

BE = Costos Interconexión - Costos sin Interconexión

Costos = Valor Presente (VP) de los pagos por compras de energía y potencia para un horizonte de 10 años

Fuente: CTE (2000)

Bibliografía

Averch, H. y Johnson, L. (1962) Behavior of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, pp. 1053 – 1069.

Baumol, W. y Bradford, D. (1970) Optimal departures from marginal cost pricing. *American Economic Review*, pp. 265 - 273.

Baumol W, y R.D. Willig (1981) Fixed Cost, Sunk Cost, Entry Barriers and Sustainability of monopoly. *Quarterly Journal of Economics*, 95, August, pp. 405-431.

Baumol W. y Sidak Gregory J. (1995) *Transmission Pricing and stranded costs in the Electric Power Industry*. Washington D.C.: American Enterprise Institute.

Bialek, Janusz (1997) Topological generation and load distribution factors for supplement cost allocation in transmission open access. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, August 1997, pp. 1185-1193.

Boiteux, M. (1960) “Peak Load Pricing” *The Journal of Business*, Volume 33, Issue 2, pp. 157-179.

Borenstein Severin; James Bushnell; y Steven Stoft (1998) *The Competitive Effects of Transmission Capacity in a deregulated Electricity Industry*

Braeutigam Ronald (1989) *Optimal Policies for Natural Monopolies*. En *Handbook of Industrial Organization*, Capítulo 23, Volumen II. Editado por Schmalensee y R.D Willig. Elsevier Science Publishers.

Chao, Hung Po y Peck, Stephen (1996) A market mechanism for electricity power transmission. *Journal of regulatory economics* 10 (1): 25 – 29.

Coase, Ronald (1946) The marginal cost controversy. *Economica*, pp. 169 - 182.

Coase, Ronald (1970) The theory of the public utility pricing and its application. *Bell Journal of Economics and Management Science*

Comisión de Tarifas de Energía (2000) Efecto Tarifario de la Interconexión del SICN – SIS presentado en el foro “Expansión e interconexión de sistemas eléctricos”. Lima, 21 de julio del 2000.

Contreras, J. (1997) “A cooperative game theory approach to transmission planning to power systems” Tesis doctoral en ingeniería eléctrica y ciencias de la computación, Universidad de California, Berkeley.

Contreras, J., Klusch, M. y Yen, J. (1998) “Multi – agent coalition formation in power transmission planning: a Bilateral Shapley Value Approach” *American Association for Artificial Intelligence*.

Contreras, J. y Wu, F. (1999) Coalition formation in transmission planning. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14 N° 3, agosto, pp. 1144 – 1152.

Danitz Miller, Francisco Javier (2001) Métodos de Asignación de peajes de los sistemas de transmisión eléctrica según el uso de la red” Memoria para optar el Grado de Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad, Santiago de Chile.

De Sol, P y M. A. Pérez (1995) Economías de escala y tarificación en el Sector Eléctrico. Análisis económico (Suplemento especial en Regulación Económica). R. Paredes, J. M. Sánchez y A. Fernández, editores invitados.

Demsetz, Harold (1968) Why regulate utilities?. Journal of Law and Economics 11 (april): 55-65

Dussan, Manuel (1996) Electric Power Sector Reform in Latin America and the Caribbean. Working papers series IFM-104. Washington, D.C.

Gallardo, J (1999) Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: el caso de los monopolios naturales. CISEPA. Pontificia Universidad Católica del Perú

Gatica, Pedro y Esteban Skoknic (1996) Marcos regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano. Comité Chileno de la CIER- Subcomité de Planificación y Medio Ambiente

Gilbert, Richard y Edward Kahn (editores) (1996) International Comparisons of Electricity Regulation. Cambridge University Press.

Green Richard (1999) Electricity Transmission pricing: How much does it cost to get it wrong?. Department of Applied Economics and Fitzwilliam College, Cambridge.

Hjalmarsson, L (1998) From club – regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry. En Richard Gilbert et. al . International comparisons of Electricity regulation. Cambridge University Press. 1998

Hogan, William (1992) Contract Networks for Electric Power Transmission. Journal of Regulatory Economics. MIT Press: Cambridge

Hotelling, Harold (1938) The general welfare in relation to problems of taxation and a railway and utility rates, Econometrica, pp. 242 – 269.

Joskow, Paul y Jean Tirole (2000) “Transmission rights and markets power on electric power networks” RAND Journal of Economics, Vol. 31, No. 3, Autumn 2000, pp. 450–487.

Kirschen D, Allan R., Strbac G. (1997) Contributions of Individual Generators to Load and Flows. Paper 96 WN 173 – 175 PWRs. IEEE Transactions of Power Systems, vol. 12, N° 1, February.

Klein, Michael (1996) Competition in network industries. World Bank, Policy Research Working Paper 1591.

Laffont, Jean Jacques y Tirole (2000) Competition in telecommunications. MIT Press

Laffont, Jean (1998) Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación. JEL N°: D4, D8, L5

Latorre – Bayona, G. (1993) Modelos estáticos para la planificación a largo plazo de la red de transporte de energía eléctrica. Phd. Thesis Universidad Pontificia Comillas, Marzo.

McGuire, Bart (1997) Optimal power flow, node prices, and transmission tolls in a number of instructive examples” University of California Energy Institute, Working Paper PWP-050.

McGuire, Bart (1997) Price-driven Coordination in a lossy power grid. University of California Energy Institute Power, Working Paper PWP-045.

Méndez Delanoy, Roberto (2002) Tarifación de congestión y derechos de transmisión en mercados eléctricos. Tesis para optar el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Morandé, Felipe editor (1996) La industria eléctrica en Chile – Aspectos Económicos. Programa de Postgrado en Economía - Ilades – Georgetown University

Odériz Rubio F.J. (1999) Metodología de asignación de costos de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia. Tesis Doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Comillas.

Odériz Rubio F.J. y Pérez Arriaga (1999) Estudio teórico de la remuneración marginalista en la red de transporte. Actas de las 6tas jornadas Luso Españolas de Energía Eléctrica. Vol. 3, pag. 65 – 72, Lisboa – España.

Oren Shmuel (1996) Preemption of TCCs and Deadweight Loss in Centrally Dispatched Electricity Systems with Competitive Generation. University of California. Berkeley

Ramsey, Frank (1927) A contribution to the theory of taxation. Economic Journal, pp. 47-61.

Riviere Michael; Javier Rubio Francisco y Vázquez, Carlos (1999) “La teoría marginalista como modelo de referencia” documento presentado en el seminario “Regulación y Economía del Transporte de Energía”, Universidad Católica de Chile.

Romero A. Carlos (1998) “Regulación e Inversiones en el sector Eléctrico Argentino”. CEPAL – Naciones Unidas y Centro de Estudios Económicos de la Regulación.

Rudnick, Hugh; Rodrigo Palma; Eliana Cura y Carlos Silva (1996). “Economically Adapted Transmission Systems in Open access schemes – Application of Genetic Algorithms”. IEE Transactions on Power System; Vol 11, N° 3

Rudnick, Hugh (1999a) “Remuneración de la red”. Foro de regulación y economía del transporte de energía eléctrica. Universidad Católica del Chile.

Rudnick, Hugh (1999b) “Expansión de los sistemas competitivos de generación” I Reunión Internacional G & T, CIER 99, Bogotá, 1999.

Rudnick, Hugh (1999c) Regulación de la transmisión: la experiencia chilena. Presentación realizada para Etecen.

Rudnick, Hugh y Juan Solezzi (2000) Tarificación del sistema de transmisión: una aproximación mediante juegos cooperativos. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile

Rudnick, Hugh y Juan Solezzi (2001) Electric Sector Deregulation and restructuring in Latin America: Lesson to be learnt and possible ways forward. IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. Vol. 148, N° 2, pp. 180 – 184, March.

Schweppe, F., M. Caramanis, R. Tabors y R. Bohn (1988) Spot Pricing in Electricity. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Shapley, L.S. (1953) A value for n-person games, in: H.W. Kuhn, A.W. Tucker (Eds.), Contributions to the Theory of Games, Vol. II, Princeton University Press, Princeton, NJ, pp. 307–317.

Williamson, Oliver E. (1976) Franchise bidding for natural monopolies - in general and with respect to CATV. Bell Journal of Economics 7(1): 73-104.

Wu, Felix y Pravin, Varaiya (1995) Coordinated Multilateral Trades for Electric Power: Theory and Implementation. Department of Electrical Engineering and Computer Sciences, Universidad de California Berkeley

Resoluciones, Normas Legales y otros

Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25845) y sus modificaciones

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM) y sus modificaciones

Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico (N° 26876)

Resoluciones semestrales de Fijación de tarifas en barra y de los Procedimientos y Cálculos tarifarios

DS N° 030-2001-EM. que reglamenta los negocios colaterales y la convergencia de las empresas energéticas.

Procedimientos Técnicos del COES

Anuarios Estadísticos (COES, GART - OSINERG)

Contratos de Concesión de Etecen y Etesur