

EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BAJO UN ESQUEMA DE MERCADO

Ricardo A. Smith Q.¹ y Willmar Zapata²

Resumen

Dada la estructura actual del Sector Eléctrico Colombiano, se requiere de nuevas metodologías y herramientas para el planeamiento de la operación y expansión del mismo. Se estudia en este artículo el planeamiento de la expansión de la transmisión, planteando las bases para una metodología de planeamiento que considera la evolución energética del sistema y la formación del precio de mercado bajo un contexto dinámico, que articule los diferentes elementos comerciales y regulatorios, de manera tal que las decisiones de inversión en sistemas de transmisión sean tomadas de acuerdo con la rentabilidad esperada del inversionista y la reducción de los costos operativos del sistema.

Abstract

Due to the present structure of Colombian Electric Sector, is a necessary of new methodologies and tools for operation and expansion planning. The expansion transmission planning is studied in the present article, it states the basis for a methodology that consider the system energy evolution and the formation market price under a dynamic context, that joint the different regulators and trading elements, whereas the process of making decision of inversion in transmission system will be in agreement with expected revenue and reduction operative costs of the system.

1. Introducción

La Constitución Política de Colombia establece como deber del Estado el logro de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos. Para ello se creó una estructura de libre competencia y participación privada en la prestación de dichos servicios, con el seguimiento y regulación por parte del Estado.

Para el desarrollo de éste nuevo marco institucional, el Congreso de la República expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994). La Ley Eléctrica establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, que conjuntamente con la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, busca subsanar deficiencias estructurales que aquejan el sector eléctrico.

Para promover la competencia entre los diferentes agentes económicos, públicos y privados, éstos deben ser integrados al sistema interconectado para participar en el nuevo mercado de energía eléctrica. Por ésta razón, el servicio de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) es prestado a todos los generadores y comercializadores, convirtiéndose en el medio físico que viabiliza todas las posibles transacciones realizadas entre dichos agentes, con las ventajas e incertidumbres propias de una red interconectada.

Por lo tanto, se tiene que la toma de decisiones en la expansión de la transmisión amplía el esquema tradicional de mínimo costo considerando restricciones operativas, eléctricas y ambientales, a

¹ Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. email: rasmith.unalmed.edu.co

² Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.

un proceso de toma de decisiones mucho más complejo, en el que se considere entre otros:

- Regulación del mercado
- Percepción de la evolución del mercado
- Evolución de la demanda
- Disponibilidad de recursos básicos (planeamiento integrado)
- Ubicación de proyectos
- Ingresos regulados (por uso, conexión y restricciones)
- Restricciones financieras (rentabilidad, liquidez)
- Flexibilidad
- Restricciones del Sistema (generaciones mínimas por seguridad y límites de intercambio entre áreas)
- Racionalidad de los agentes (Contratos de largo plazo, aversión al riesgo)
- Viabilidad económica de los proyectos de inversión
- Maximización del beneficio particular de los agentes y reducción de costos del sistema.

Inicialmente en este artículo se hace una presentación de las herramientas convencionales utilizadas en la solución del problema de expansión, las cuales resuelven el problema estático mediante el uso de optimización matemática, son también presentadas herramientas heurísticas de optimización como propuestas más recientes. Un análisis enfocado a la estructura de mercado de energía eléctrica y a los esquemas de libre acceso es realizado para cada una de las propuestas.

La estructura de precios de la transmisión en esquema de libre acceso es de importante interés en la conformación de una metodología para el apoyo en el proceso de toma de decisión en la inversión en sistemas de transmisión, una breve presentación se

hace en el numeral tres, para luego plantear una metodología en el numeral siguiente.

Para terminar se presentan una serie de conclusiones y recomendaciones acerca de la problemática planteada y sus alternativas de solución.

2. Planeamiento de la expansión de la transmisión

2.1 Herramientas matemáticas y heurísticas para la expansión de la transmisión

El Planeamiento estático de transmisión es formulado como un problema de programación matemática, cuya función objetivo consiste en la minimización de los costos de inversión en expansión de las redes más los costos de operación (penalización por racionamientos). Las restricciones asociadas están compuestas por el conjunto de ecuaciones que representan las restricciones operativas: balance de potencia en cada nodo, capacidad de transporte de potencia eléctrica de las líneas, límites de generación y ecuación de balance de tensiones (susceptancia de los circuitos).

Esta metodología ha sido muy utilizada para solucionar el problema de la expansión de la transmisión, la cual utiliza un flujo de potencia DC y utiliza un algoritmo de programación lineal para encontrar las rutas óptimas desde los puntos de generación hasta las cargas, la formulación matemática es la siguiente, (Garver 1970):

$$\text{Minimizar } \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij}x_{ij} + \sum_i \alpha_i r_i \quad (2.1)$$

$$(i, j) \in \Omega$$

$$\text{Sujeto a: } B\theta + g + r = d \quad (2.2)$$

$$f_{ij} - (\gamma_{ij}^0 + x_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (2.3)$$

$$|f_{ij}| - x_{ij} \bar{\phi}_{ij} \leq \gamma_{ij}^0 \bar{\phi}_{ij} \quad (2.4)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}; \quad 0 \leq r \leq d \quad (2.5)$$

$$x_{ij} = n_{ij} \bar{\gamma}_{ij}; \quad 0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega \quad (2.6)$$

Donde:

C_{ij} Costo incremental asociado a la adición de un circuito a la rama $i - j$ (\$);

X_{ij} Valor total de susceptancia adicionada a la rama $i - j$;

α Parámetro de penalización asociado con el corte de carga debido a la falta de capacidad de transmisión (\$/MW);

r Vector de corte de carga de las barras (MW);

B Matriz reducida de susceptancia;

θ Vector de ángulos de tensión de las barras;

g vector de inyección de potencia activa a las barras (MW);

d vector de demanda de las barras (MW);

f_{ij} Flujo a través de la rama $i - j$ (MW);

\bar{f}_{ij} Flujo máximo permitido de la rama $i - j$ (MW);

γ_{ij}^0 Susceptancia inicial de la rama $i - j$;

$\theta_i - \theta_j$ Angulos de tension de las barras terminales de la rama $i - j$;

$\bar{\phi}_{ij}$ Diferencia angular máxima, definido como la relación $\bar{\phi}_{ij} = \bar{f}_{ij} / \gamma_{ij}$;

\bar{g} Vector de capacidad de generación máxima de las barras (MW);

n_{ij} número de nuevos circuitos asociados a la rama $i - j$;

$\bar{\gamma}_{ij}$ Susceptancia del nuevo circuito asociado a la rama $i - j$;

\bar{n}_{ij} número máximo de nuevos circuitos permitidos asociados a la rama $i - j$;

Representa el conjunto de todas las ramas donde la adición de nuevos circuitos es permitida.

La función objetivo (2.1) representa los costos de inversión y operación, la ecuación (2.2) denota la ley de corrientes de Kirchoff para un modelo de flujo de

potencia DC, la ecuación (2.3) introduce las restricciones operacionales debidas a la ley de voltajes de Kirchoff, cuando se utiliza esta restricción el problema se hace no lineal y es el denominado "Modelo de flujo de potencia linealizado", cuando no se incluye es el denominado "Modelo de transporte". La restricción (2.4) determina que el flujo de potencia activa f_{ij} está limitado por la capacidad de la rama existente más la capacidad de las nuevas adiciones. La restricción (2.5) expresa los límites de generación de potencia activa g y el corte de carga r , y las restricciones (2.6) consideran la naturaleza discreta de las variables de decisión X_{ij} . Este es un algoritmo de programación Lineal Entera - Mixta.

Para problemas con estas características, no es posible garantizar la condición de convexidad, por lo tanto no garantiza el óptimo global.

Este algoritmo tiene la ventaja de la facilidad de programación, además que las soluciones óptimas locales son utilizadas para inicializar la red en otros algoritmos de solución.

La utilización de algoritmos de descomposición fue iniciado con una metodología de (Pereira y otros 1985), donde por medio del algoritmo de (Benders 1962) dividen el problema global en dos subproblemas, uno de inversión que selecciona un plan de expansión y otro de operación que analiza las decisiones de inversión y expresa las restricciones operacionales en términos de restricciones lineales o Cortes de Benders, los cuales son adicionados al subproblema de inversión. Este procedimiento es realizado iterativamente hasta obtener la convergencia.

Se tiene el problema que estos algoritmos no consideran aspectos de mercado y competencia, que puedan modificar las decisiones de adición de nuevos circuitos en el proceso de expansión de la red.

Otra propuesta (Rudnick y otros, 1996), presenta una metodología de planeamiento de la transmisión usando la herramienta de algoritmos genéticos, con la cual se quiere determinar el sistema de transmisión óptimo, bajo el criterio de adaptación económica del sistema en ambiente de libre acceso y desregulación. La metodología ha sido aplicada para

obtener la red de transmisión adaptada económicamente para el sistema eléctrico (simplificado) de Chile.

El sistema adaptado económicamente es aquel que provee el máximo beneficio técnico con el mínimo requerimiento económico de inversión y operación. Por lo tanto, para la determinación de este sistema se necesitan emplear metodologías que optimicen el desarrollo de la transmisión, las cuales deben considerar herramientas de planeamiento dinámico.

La solución del problema de transmisión se ha reducido al procedimiento de interconectar el plan de expansión de la generación cumpliendo criterios técnicos y de mínimos económicos, se propone y formula con esta herramienta, la utilización de sistemas computacionales en paralelo, mediante metodologías heurísticas dinámicas, usando algoritmos genéticos.

La metodología no considera la interrelación generación – transmisión en un esquema de libre acceso, ya que esta lo que hace es, determinar el sistema de transmisión adaptado, dado un plan indicativo de generación. Sin embargo, la metodología incluye el costo variable de la generación y se aproxima al problema en esquemas de libre acceso.

El problema de optimización planteado es el siguiente:

El problema de optimización planteado es el siguiente:

$$\text{Min } F = \sum_{t=1}^T \left[C_{inv}^t + \sum_{i=1}^N (C_{gen.}^{ti} + C_{racion.}^{ti}) \right]$$

$t = 1, \dots, T$ número de periodos de tiempo

$i = 1, 2, \dots, N$ número de nodos

$$\text{Min } F = \sum_{t=1}^T \left[C_{inv}^t + \sum_{i=1}^N (C_{gen.}^{ti} + C_{racion.}^{ti}) \right]$$

$t = 1, \dots, T$ número de periodos de tiempo

$i = 1, 2, \dots, N$ número de nodos

C_{inv}^t Inversión anualizada en transmisión y transformación

$C_{gen.}^{ti}$ Costo anual variable de generación

$C_{racion.}^{ti}$ Costo anual de racionamiento

Sujeto a:

Plan indicativo de expansión de la generación.

Costos operativos de generación.

Predicción del crecimiento y distribución de la carga.

Derechos de paso o corredores de transmisión.

El óptimo es alcanzado al definir las mejores alternativas de decisión de inversión en transmisión para determinados periodos de tiempo.

De los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología descrita, se tienen las siguientes conclusiones y comentarios:

El problema propuesto se reduce a un problema de asignación o elección de alternativas de construcción de redes para un conjunto de corredores de línea definido, bajo el criterio de mínimo costo; característica común de las soluciones con algoritmos de optimización matemática.

No se considera el cómo afecta la racionalidad de los diferentes agentes del mercado, las variaciones de las señales económicas, debidas a la estructura de precios de sistemas eléctricos dinámicos, es decir no se integran los procesos de toma de decisiones de los agentes generadores y transmisores.

No se consideran otros costos de gran importancia como son las restricciones, las cuales aportan una señal muy importante a los inversionistas, acorde con sus objetivos de beneficios económicos.

El algoritmo de Búsqueda Tabú (Areiza, 1997), determina el plan de expansión de transmisión de largo plazo y de mínimo costo para un año determinado. Es una herramienta heurística,

particularmente interesante para solucionar problemas de optimización combinatoria.

Utiliza un procedimiento adaptativo, basado en el concepto de memoria flexible (Procedimiento de búsqueda iterativo - mejoramiento de la solución) con habilidad de superar las limitaciones de optimalidad local, dada la no convexidad del problema de planeamiento de la expansión de la transmisión.

La herramienta consiste en movimientos de una solución a otra, guiada por la memoria, de manera de evitar ciclos y sobrepasar óptimos locales.

En esta propuesta, el problema de planeamiento de la expansión de la transmisión es descompuesto en dos subproblemas: uno de inversión y otro de operación. El subproblema de inversión toma las decisiones de adición, remoción o intercambio de circuitos, siendo estas decisiones basadas en los conceptos de Búsqueda Tabú. El subproblema de operación recibe las decisiones de inversión y analiza el comportamiento de la red en lo concerniente a las restricciones operativas, para ello es utilizado un algoritmo de programación lineal.

De los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología descrita, se tiene que:

La metodología resuelve el problema estático del plan de la transmisión, y no el dinámico, ya que determina el plan de expansión para un año determinado.

Los métodos Heurísticos han demostrado la obtención de soluciones óptimas locales y no necesariamente las globales, dadas los supuestos tales como: Número de iteraciones, poblaciones muestrales finitas, etc.

Monticceli y otros (1995), proponen otra herramienta denominada "Recocimiento Simulado", ésta fundamentalmente trata de evitar los óptimos locales, difiriendo en ello de las herramientas de programación matemática, las cuales debido al problema de la no-convexidad, no garantizan el óptimo global.

El enfriamiento simulado (Kirkpatrick y otros, 1983) visto como proceso computacional, se basa en el

proceso físico de la aleación, en la que ciertas sustancias físicas como los metales se funden (es decir se incrementan sus niveles de energía) para luego sufrir un proceso gradual de enfriamiento hacia un estado sólido. El objetivo de este proceso es alcanzar un estado final de mínima energía. De esta forma, el proceso consiste en el descenso por un valle en el que la función objetivo es el nivel de energía.

La ventaja de esta herramienta según los autores, es que la calidad de la solución final no depende de la configuración inicial, sólo que para encontrar la solución óptima requiere de un gran esfuerzo computacional.

En general, todos los algoritmos presentados no consideran aspectos de mercado y competencia a la hora de seleccionar las diferentes alternativas de expansión, ya que su selección obedece básicamente a criterios de sensibilidad del sistema (susceptancia), flujos en las líneas, cortes de carga y criterios de costo de las líneas.

Igualmente no se considera la incertidumbre en la localización de nuevas plantas de generación, es decir, se desconoce la interacción entre la expansión de la generación y la expansión de la transmisión, de acuerdo con las señales económicas de los diferentes agentes.

El algoritmo no considera aspectos de mercado que involucren el mecanismo de formación de precios para las diferentes configuraciones, por lo tanto no ofrecen señales económicas a los diferentes agentes inversionistas en transmisión.

2.2 Metodología de la expansión de la transmisión utilizada en Colombia

Actualmente el análisis de la transmisión en el Sector Eléctrico Colombiano se hace en forma coordinada con el análisis de generación, bajo el criterio de mínimo costo, de manera que la expansión del sistema generación - transmisión sea técnica, económica y financieramente factible y se satisfaga la demanda de electricidad con un adecuado nivel de calidad y confiabilidad.

El primer paso en este análisis es determinar la red objetivo, que es el sistema de transmisión de mínimo costo, estimado al final del horizonte de

planeamiento. Para ello ISA cuenta con una metodología de expansión que utiliza varias herramientas computacionales, que por medio de técnicas de programación matemática define la red óptima a construirse de acuerdo al plan de expansión de referencia de la UPME, elaborado a partir de los diferentes escenarios de evolución de la generación (COLCIENCIAS y UNALMED, 1997).

En el mundo y particularmente en Colombia se han utilizado diversas técnicas de tipo matemático y analítico para resolver el problema de planeamiento de la expansión de la transmisión.

En Colombia se empezaron a utilizar técnicas de optimización desde la década del setenta, siendo la primera el flujo lineal estimado que minimiza los MW - Km de sobrecarga en las líneas existentes y que mediante programación lineal determina cual es la mejor línea para conexión de nuevos proyectos o para refuerzo de la red.

A partir de 1982 se implementó una metodología que con técnicas fundamentadas en estudios eléctricos, calcula índices de sensibilidad para eliminar las sobrecargas con cambios de admitancia en forma eficiente en tiempo e información, entregando finalmente resultados que constituyen un esquema de transmisión óptimo tanto técnica como económicamente (Corredor 1992).

El objetivo general del planeamiento de expansión de la transmisión es el de definir las estrategias para la construcción de nuevos proyectos, a fin de que el transporte de la potencia y la energía eléctrica producida en las plantas de generación, garantice un adecuado nivel de seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro al usuario final.

Para efectuar el planeamiento de transmisión es necesario definir criterios de la operación del sistema tanto en el estado estacionario como en el transitorio y definir los índices de confiabilidad con los cuales se medirá si el suministro de energía eléctrica es adecuado o no.

Tanto para el horizonte de largo plazo como para los de mediano y corto plazo el resultado de la expansión constituido por la alternativa final exhaustivamente verificada, se presenta como una

secuencia en el tiempo de varios o de todos de los siguientes elementos (Corredor 1992):

- Lista de líneas de conexión.
- Lista de líneas de refuerzo.
- Lista de nuevas subestaciones, no asociadas con las líneas anteriores.
- Lista de nuevas conexiones requeridas por las líneas de transmisión.
- Lista de nuevas conexiones requeridas en las plantas de generación
- Lista de transformación.
- Lista de compensación inductiva y capacitiva requerida.

Adicionalmente, con el ánimo de incluir aspectos de eficiencia en los costos de operación del sistema, las diferentes alternativas de inversión en expansión de la transmisión son analizadas bajo la óptica de la eliminación o reducción de restricciones, realizando la viabilidad económica de acuerdo con la rentabilidad propia para el inversionista y el beneficio de reducción de los costos totales del sistema (ISA, 1999).

Sin embargo, como se analizará más adelante, las metodologías utilizadas para estos análisis, siguen padeciendo la falta de consideración de elementos de suma importancia en la estructura de mercado del sistema eléctrico nacional.

3. Estructura de precios de la transmisión

El incremento de la competencia en la industria, exige de una infraestructura de transporte que permita y facilite las diferentes transacciones del producto, es por ello que en la industria de electricidad se requiere de un sistema de transmisión que posibilite la competencia entre agentes generadores y comercializadores.

Conflictos del planeamiento aumentan con la adición de generación al sistema, ya que sus negociaciones están ligadas a la regulación (Cargos

por uso y conexión a la red). Las restricciones técnicas son su desventaja competitiva en el mercado, una vez la expansión de la red no considere criterios de libre competencia entre todos los agentes.

Los costos asociados con las alternativas de expansión proceden básicamente de la localización de los proyectos, cuyas señales son dadas por la regulación y las fuerzas del mercado. Es por ello que en un ambiente de competencia aparecen diversos problemas a la hora de realizar el planeamiento de la transmisión.

El planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión debe proveer beneficios al sistema tales como: i) Reducir pérdidas en las líneas, ii) Suministrar el futuro crecimiento de la carga, iii) Incrementar la seguridad y confiabilidad del sistema, iv) Incrementar la capacidad de transferencia de energía eléctrica barata.

Todos estos factores juegan un papel importante en el dimensionamiento y localización de la línea, claro está, que no se puede dejar a un lado la problemática regulatoria, donde es necesario identificar tanto los beneficios obtenidos con una red óptima, como los costos de las transacciones debidas a la expansión y operación de la transmisión en ambiente de mercado regulado.

Adicionalmente, en un contexto de competencia en la expansión de la transmisión, surgen estrategias para los diferentes inversionistas relacionadas con las economías de escala, lo que sugiere la decisión de construir proyectos de gran capacidad, obteniendo de este modo un valor presente menor de acuerdo con el costo de la línea sobredimensionada y los beneficios obtenidos de la dinámica oferta – demanda del mercado eléctrico.

Esto es, en un mercado basado en precios y competencia en el suministro de los servicios de transmisión, los nuevos inversionistas buscando aprovechar los menores costos promedios por megavatio que les ofrece las economías a escala, salvo el incurrir en un principio en capacidad ociosa dado el sobredimensionamiento de sus líneas, esperan sin embargo, precios competitivos que les permita captar un mayor mercado dada la dinámica entre generadores y comercializadores, así como la

configuración en red del sistema (sinergias y externalidades) y su capacidad disponible, y poder cubrir sus altos costos de inversión y operación.

Hay una relación fundamental entre, mejorar la expansión óptima de la red tomando en cuenta las sinergias, las externalidades y las economías de escala y de otro lado la existencia de información transparente que permita a los participantes tomar decisiones independientes de sus propias opciones y alternativas (Baldick and Kahn, 1993), convirtiéndose el objetivo de menores costos de operación del sistema en un parámetro más para la toma de decisiones en la expansión de la red.

Es por ello que el precio correcto de la transmisión se convierte en el incentivo para la inversión en la expansión de los sistemas, que además del beneficio particular para el inversionista aporte las señales adecuadas para la eficiencia y equidad económica del sistema, es decir, proveer las señales al mercado para su operación eficiente en el corto plazo y las inversiones de capital en el largo plazo.

Los costos de la red de transmisión se pueden clasificar en (Hsu, 1997):

- Retorno y depreciación del capital
- Operación y mantenimiento
- Pérdidas eléctricas
- Costos de oportunidad de las restricciones del sistema (congestión de la red)

El costo marginal del servicio de transmisión define el impacto en los costos del sistema cuando es inyectado o extraído un Mw de algún nodo, los dos mayores componentes de este costo son los debidos a pérdidas eléctricas y congestión de redes.

En un mercado ideal, los cargos del servicio de transmisión = costo marginal de corto plazo, pero el precio a costo marginal no puede generar los suficientes ingresos para cubrir la inversión de capital fijo, esto incluye dificultades de eficiencia y equidad en el sistema de precios (Schweppe y otros, 1988).

Una empresa de transmisión posee, generalmente, dos tipos de activos: la red de transmisión y las conexiones. Los servicios asociados con la red se clasifican en: servicios del sistema y servicios de infraestructura.

Los primeros se refieren al soporte en la tensión y frecuencia a todos los usuarios. Entre tanto, los servicios de infraestructura consisten en el uso de las instalaciones para el transporte de energía y potencia y de la seguridad asociada a dicho transporte.

De los costos totales de la red, la porción imputable a los servicios del sistema se denomina costos fijos y la correspondiente a los servicios de infraestructura se llama costos variables. Estos costos pueden ser recuperados a través del establecimiento de cargos a los usuarios.

Hay cuatro criterios para la asignación de costos del sistema de transmisión (Pereira, 1994):

a) Postage stamp. La idea básica de este criterio es bastante sencilla, los costos se asignan en proporción a la demanda de cada participante independientemente de su localización.

b) Costos marginales de corto plazo. Representa el "precio" de compra o venta de la energía en cada punto del sistema. Los costos marginales se calculan por modelos computacionales que optimizan la operación del sistema hidrotérmico interconectado.

c) MW mile. Para este enfoque la asignación es proporcional a la utilización de cada circuito del sistema. La principal ventaja es la de reflejar la utilización del sistema de transmisión.

d) Costos marginales de largo plazo. El objetivo principal de este criterio es el de minimizar la inversión necesaria para suministrar el conjunto de demandas sin violaciones operativas. El problema consiste en como asignar los costos de una manera equitativa entre los participante.

La transmisión es un servicio regulado que debe asegurar el transporte de la energía a mínimo costo.

En el caso Colombiano se tiene que la empresa de transmisión calcula los cargos a través de la metodología de costos marginales de largo plazo

(MW – mile). La diferencia básica es que la red de transmisión "óptima" representa también los criterios de confiabilidad.

La formulación del problema de cargos para Colombia es el siguiente (Corredor, 1996):

Minimizar (Costo de la red)*Factor de seguridad

Sujeto a:

- Ecuaciones de flujo de carga para los escenarios de máxima exigencia
- $(\text{Costo de la red}) * \text{Factor de seguridad} = \text{Ingreso regulado}$

El total de ingreso regulado es asignado 50% a los generadores y 50% a los comercializadores de acuerdo con el uso de los sistemas.

4. El Mercado Mayorista Colombiano y la expansión de la transmisión, bases para una propuesta metodológica

4.1 Marco regulatorio y planeamiento de la expansión

La ley de Servicios Públicos Domiciliarios (142 de 1994) y la ley Eléctrica (143 de 1994) definen las políticas y los criterios que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. Por lo tanto, buscan subsanar deficiencias estructurales que aquejan al sector Eléctrico, mediante:

- Creación de un mercado competitivo
- Eliminación de la rigidez de los planes de expansión de generación y transmisión
- Planeamiento indicativo que oriente las decisiones de los agentes
- Regulación estatal para evitar abusos y proteger los usuarios
- Apertura al sector privado para estimular la inversión y competencia

Estas leyes confieren facultades a la Comisión de Regulación de energía y Gas – CREG – para regular la prestación de servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización. En desarrollo de estas facultades, la CREG expidió en noviembre de 1994 la Resolución 001 por medio de la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el STN y estableció los “Criterios Básicos de Planeamiento” de la expansión del STN (artículo 8) y la Resolución 002 por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, y se define el procedimiento para su pago.

Ante un esquema de desregulación gradual del Sector Eléctrico y estímulo de la competencia y participación privada en transmisión, la regulación ha venido sufriendo una evolución acorde a las exigencias y necesidades del mercado, es por ello que la CREG expide el 14 de abril de 1998 la Resolución 051 por la cual se aprueban los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del STN y se establece la metodología para determinar al Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema, así mismo la Resolución 008 del 29 de enero de 1997 ajusta algunos aspectos metodológicos para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del STN y la 126 del 01 de diciembre de 1998 aprueba los Cargos por Uso del STN aplicables durante el año 1999 y se actualiza la Distribución del ingreso entre los transportadores propietarios de activos del STN, los cargos a generadores aprobados en esta resolución son corregidos por la Resolución 003 del 03 de enero de 1999.

Por último, y de lo cual nos ocupamos un poco, la Resolución 004 del 28 de enero de 1999 que aclara y/o modifica las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 051 de 1998 arriba anotadas, aplica a los agentes que desarrollan la actividad de Transmisión Nacional, al igual que a los agentes generadores y comercializadores quienes se benefician de este servicio, dada la necesidad del sistema de transmisión para la transferencia y comercialización de energía eléctrica, y de su impacto en la estructura de costos de operación del sistema, por lo cual tienen igualmente estos agentes

participación en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.

Para la preparación del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, los diferentes agentes deberán entregar a la UPME la información de planeamiento, así mismo, cada Transmisor Nacional deberá preparar y remitir un informe donde se indique las oportunidades disponibles para conectarse y usar el sistema. Esto indica la gran necesidad de que cada agente realice planeamiento de la expansión de sus sistemas, bajo criterios de racionalidad económica, participación estratégica en el mercado, competitividad e inversión de bajo riesgo y alto beneficio.

Más aún, con el fin de introducir Elementos de Eficiencia en la Ejecución del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, se abrirá anualmente un Proceso de Selección, con el objeto que los transmisores Nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. Es en este punto donde los procesos de toma de decisiones y las estrategias de empresa, se deben apoyar con metodologías y herramientas que modelen diversos escenarios de comportamiento y evolución de los sistemas eléctricos, al igual que el mercado y la regulación, en aras de invertir en los proyectos que mayor beneficio y rentabilidad ofrezcan, y que adicionalmente aporten al desarrollo de la equidad y eficiencia del Sector.

4.2 Bases para una Propuesta Metodológica

El Mercado Mayorista – M.M. – colombiano tal y como está estructurado actualmente, sólo considera la competencia a nivel de agentes generadores de acuerdo con sus ofertas de precio en la bolsa, adicionalmente los agentes comercializadores tienen la posibilidad de adquirir su energía en la bolsa al precio marginal obtenido por las ofertas de los generadores, esto de acuerdo con su disposición al riesgo, ya que para cubrirse de la volatilidad de los precios de bolsa pueden realizar contratos de largo plazo con los generadores que mejores oportunidades comerciales y económicas le ofrezcan. Es muy claro a partir de esto, la naturaleza de agente activo del mercado que tiene tanto el generador como el comercializador, dada la dinámica que estos inducen en la formación del

precio del sistema en su proceso de maximizar ingresos y/o minimizar riesgo.

Sin embargo, a pesar de no participar directamente en la negociación de energía en el mercado, el agente transmisor juega un papel de gran importancia al ofrecer el medio físico que viabiliza los intercambios de energía eléctrica entre estos agentes, posibilitando de este modo las relaciones comerciales entre los mismos, generando elementos adicionales para la formación de los precios del sistema bajo los principios básicos de equidad y eficiencia económica.

Una situación de eficiencia y equidad, propia de los mercados de competencia perfecta, permite definir el precio óptimo del sistema, el cual teóricamente es el costo marginal, es decir el costo de generación de un megavatio adicional de energía, lo cual efectivamente no se cumple debido a las evidentes imperfecciones del mercado colombiano: Estructura oligopólica, Asimetría en la oferta, demanda inelástica, función de suministro discreta, poder de mercado de algunos agentes, etc., esto sin contar con la falta de cultura del mercado en cuanto a la disponibilidad de información técnica, económica y comercial confiable, lo cual nos advierte de no pensar en una alternativa de solución soportada en los fundamentos teóricos de los mercados competitivos perfectos.

Son estas imperfecciones del mercado y la conformación física del sistema eléctrico colombiano que establecen posiciones dominantes en ciertos agentes generadores, que obtienen beneficios extraordinarios debido a limitaciones de los sistemas de transmisión (falla el principio de equidad económica), además se tiene que generaciones de bajo precio son reemplazadas por generaciones más costosas debidas a generaciones mínimas por seguridad de los sistemas o por límites de intercambio entre áreas eléctricas (falla el principio de eficiencia económica).

Es en este punto donde la expansión de la transmisión juega un papel activo en el mercado eléctrico nacional, ya que el plan además de cumplir con el objetivo de minimización de los costos de inversión, operación y las pérdidas del STN, bajo los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en los códigos de planeamiento de la

expansión y operación, debe incluir la disminución de los sobrecostos operativos del sistema debido a las restricciones, las cuales representan un valor considerable en el mercado mayorista, por lo tanto el mejor plan es aquel que articule de la manera más acertada las inversiones en transmisión con la eliminación o reducción de las restricciones.

De esta manera se recomienda como complemento a las metodologías convencionales de planeamiento de la expansión de la transmisión, donde se resuelve el problema estático para un horizonte de tiempo determinado, y con un análisis eléctrico exhaustivo y necesario que determina la red óptima, un análisis dinámico que considere la evolución energética del sistema y la correspondiente definición del precio de mercado, considerando además de los aspectos comerciales y regulatorios, la articulación de las decisiones de generadores y transportadores en cuanto a la expansión del sistema (decisiones de dimensionamiento y localización).

La opción de simulación "Que pasa Si" pudiese ser una forma de modelar aspectos de racionalidad económica, imperfecciones de la información y la estructura misma del sector, en aras de obtener herramientas que soporten los aspectos de mercado en la definición de estrategias y planes de inversión en el Sector Eléctrico Colombiano.

Entre los elementos que deben ser modelados se debe considerar lo siguiente: Quien debe pagar los sobrecostos operativos del sistema, que las señales económicas sean dadas a los agentes precisos, contratos a futuro y disposición al riesgo de los agentes como criterios de racionalidad en la definición de los precios de oferta, evolución energética del sistema, posiciones dominantes de algunos agentes, restricciones de área y límites de intercambio, información de precios de corto plazo como señales para la inversión en el largo plazo, rentabilidad de los inversionistas, evolución de costos operativos del sistema, etc.

Actualmente ISA realiza análisis de reducción o eliminación de restricciones en sus estudios de planeamiento, sólo que aún usa herramientas que no consideran la formación comercial del precio, sino que se limitan a determinarlo a partir de los costos marginales, los cuales como se anoto anteriormente no funcionan en mercados imperfectos y

adicionalmente no consideran información económica y comercial, la cual es fundamental para la definición de los precios de oferta de los generadores y la evolución misma del sistema.

De acuerdo con las tendencias actuales del planeamiento en ambiente de competencia, se debe mantener un balance entre los mecanismos de mercado y el sistema de regulación, con el fin de analizar el impacto de las diferentes políticas de competencia, las cuales afectan el sistema bajo los siguientes aspectos:

- Seguridad en el suministro
- Sostenibilidad energética
- Contaminación ambiental
- Uso racional y eficiente de la energía
- Eficiencia y equidad económica
- Confiabilidad dada por el mercado
- Cambios regulatorios
- Menos intervención del estado

Además, el planeamiento de la expansión de la transmisión visto desde la óptica de maximizar la satisfacción del cliente, debe proporcionar a este información confiable y transparente (Corredor, 1996):

Oportunidades de conexión

Expectativas de calidad y capacidad de transporte

Expectativas de los cargos

Expectativas del mercado

5. Conclusiones y recomendaciones

El agente transmisor juega un papel de gran importancia en el Mercado Mayorista en Colombia, al ofrecer el medio físico que viabiliza los intercambios de energía eléctrica entre los agentes activos del mercado, posibilitando de este modo las relaciones comerciales entre los mismos, generando

elementos adicionales para la formación de los precios del sistema y su evolución a un sistema autónomo y de reducida intervención estatal.

Por lo tanto, se tiene que la toma de decisiones en la expansión de la transmisión amplía el esquema tradicional de mínimo costo, a un proceso de toma de decisiones mucho más complejo, donde el resultado de estas decisiones no solo consideren el beneficio particular, sino también la reducción de los sobrecostos operativos que comprometen la equidad y eficiencia económica del sistema.

Las metodologías convencionales de expansión de la transmisión, buscan mediante técnicas de optimización matemática y heurística el sistema de mínimo costo que interconecte los diferentes puntos de generación y consumo, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad definidos por el código de operación. Pero no tienen en cuenta aspectos de mercado que involucren el mecanismo de formación de precios del sistema, y la articulación de las decisiones estratégicas de los diferentes agentes en la búsqueda de la maximización de su ingreso.

Se recomienda que las nuevas metodologías, realicen análisis acorde con la dinámica actual del sector Eléctrico, que entre otros considere la evolución energética del sistema y la correspondiente definición del precio de mercado, considerando los aspectos comerciales y regulatorios, la articulación de las decisiones de generadores y transportadores en cuanto a la expansión del sistema y la toma de decisiones en inversión en transmisión que considere los principios básicos de equidad y eficiencia económica del sistema en su totalidad.

Adicionalmente, estas metodologías deben dar los instrumentos de análisis que permitan identificar el impacto de las diferentes políticas de competencia y mercado formuladas dentro del marco regulatorio del Sector, facilitando a los agentes la estructuración de un proceso de toma de decisiones bajo las características reales del mercado colombiano.

Referencias

AREIZA, JORGE MAURICIO. Metodología de Expansão Automática da Transmissão Utilizando Um Algoritmo de Busca Tabu. Dissertação para

a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina. 1997

BALDICK ROSS and KAHN EDWARD "Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment", IEEE Transactions on Power Systems, Transactions on Power Systems, Vol. 8, No 4, November 1993.

BENDERS, J.F., 1962. Partitioning Procedures For Solving Mixed Variables Programming Problems. Numer. Math 4, 238-252.

COLCIENCIAS, POSGRADO DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS HIDRAÚLICOS, UNIVERSIDAD NACIONAL. "Planeamiento Integrado de la Expansión de un Sistema Hidrotérmico Interconectado de Generación de Energía Eléctrica", 1997.

CORREDOR, PABLO HERNÁN. "Planeamiento de la Transmisión en un ambiente competitivo", II Seminario Internacional de Planeamiento Energético, 1996.

HSU, MICHAEL. "An introduction to the pricing of electric power transmission", Utilities Policy, Volume 6, number 3, September 1997.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A E.S.P. UENCND 023 - 1999. "Expansión de la Transmisión en el Período 1999-2003", Gerencia Centro Nacional de Despacho, Gerencia de Expansión, Gerencia de Transporte de Energía.

L.L. GARVER, "Transmisión network estimation using linear programming", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, No 7, 1970, pp. 1688-1697.

M.V.F. PEREIRA, "Uso del Concepto Marginalista para Determinar Cargos en el Sector Eléctrico Colombiano", Interconexión Eléctrica S.A. 1994.

M.V.F. PEREIRA, L.M. PINTO, S.H. CUNHA, G.C. OLIVEIRA, "A decomposition approach to automated generation-transmission expansion planning", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No 11, 1985.

RUDNICK HUGH, PALMA RODRIGO, CURA ELIANA, SILVA CARLOS "Economically Adapted Transmission Systems in Open Acces Schemes - Application of genetic Algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No 3, August 1996

SCHWEPPE, F.C., CARAMANIS, M.C., TABORS, R.D. AND BOHN, R.E.(1988). Spot Pricing of Electricity. Kluwer.