

En español

## Estimación y análisis de precios nodales como efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia

Luis Eduardo Gallego Vega<sup>1</sup> y  
Oscar Germán Duarte Velasco<sup>2</sup>

### RESUMEN

El presente artículo presenta los resultados de una investigación sobre la estimación y análisis de precios nodales para el sistema de transmisión nacional de Colombia, como una alternativa para analizar el efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia. Esta alternativa se plantea contra el modelo actual del mercado mayorista, el cual consiste en un modelo uninodal del sistema, sin darle un tratamiento adecuado a las restricciones de transmisión. La investigación describe el modelamiento del sistema de transmisión nacional, el modelamiento de la operación del despacho económico en el país y una metodología de refinamiento que incluye tanto las restricciones eléctricas como operativas del sistema. Como resultados se presenta un análisis de los precios nodales obtenidos para cada área operativa del sistema de transmisión colombiano y un análisis sobre las rentas de congestión del sistema.

**Palabras clave:** restricciones eléctricas, precios de oferta, flujos óptimos de potencia, precios nodales.

Recibido: mayo 29 de 2009

Aceptado: noviembre 15 de 2010

### Introducción

Desde mediados de la década de los ochenta el sector eléctrico mundial viene experimentando una serie de cambios motivados principalmente por una necesidad de eficiencia en la producción de energía eléctrica. El principal cambio en el sector consiste en un paso gradual a las economías de mercado, lo que ha permitido la introducción de competencia en sectores como la generación de energía, caracterizada por una creciente y activa participación del sector privado. Este proceso de desregulación se ha dado con el propósito de incrementar la eficiencia en los procesos de producción y distribución de energía, con la esperanza de una reducción en los precios, una mejor calidad y una mayor confiabilidad del sistema (Joskow y Schmalensee, 1983).

In English

## Assessment and analysis of local marginal prices as an effect of electric transmission constraints in the Colombian power market

Luis Eduardo Gallego Vega<sup>3</sup> and  
Oscar Germán Duarte Velasco<sup>4</sup>

### ABSTRACT

This paper gives the results of research assessing and analysing local marginal prices in the national transmission grid as an alternative for analysing the effect of electric transmission constraints in the Colombian power market. This study compares the current one-bus model where a spot price is determined without considering transmission network constraints. It describes the modelling of the national transmission grid, power system operation and economic dispatch and a methodology for approaching the system's electrical constraints and operational constraints. An analysis of local marginal prices for each operational zone in the Colombian power system is presented as a result of this modelling, as well as statistical modelling of congestion income.

**Keywords:** Local marginal price, bidding price, transmission constraint, power market, optimal power flow.

Received: may 29th 2009

Accepted: november 15th 2010

### Introduction

The worldwide electric sector has been affected by several changes since the middle of the 1980s, mainly motivated by an increase in electric energy production efficiency. One of the main changes has been the transition to market structures by introducing competitiveness and private investments in sectors such as electric power generation. Such deregulation has been implemented for increasing efficiency and reducing energy prices, an improvement in power quality and major reliability in power systems (Joskow and Schmalensee, 1983).

<sup>1</sup> Ingeniero Electricista. M.Sc., en Ingeniería Eléctrica. Ph.D., en Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. Investigador, Grupo de Investigación PAAS, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. Profesor Asistente, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. lgallegov@unal.edu.co

<sup>2</sup> Ingeniero Electricista. M. Sc., en Automatización Industrial. Ph.D., en Informática, Universidad de Granada, España, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. Investigador, Grupo de Investigación PAAS, Profesor Asociado, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. ogduarte@unal.edu.co

<sup>3</sup> Electrical Engineer. M.Sc., in Electrical Engineering. Ph.D., in Engineering, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. Researcher, Grupo de Investigación PAAS, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. Assistant Professor, Department of electrical and electronic engineering, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. lgallegov@unal.edu.co

<sup>4</sup> Electrical Engineer. M. Sc., in Industrial Automation. Ph.D., in Computer Science, Universidad de Granada, España, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. Researcher, Grupo de Investigación PAAS, Associate Professor, Department of Electrical and Electronic Engineering, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. ogduarte@unal.edu.co

En español

Bajo este nuevo esquema, los agentes “internalizan” todos sus aspectos de operación en el precio de oferta, obteniendo el precio de la energía al cotejar las curvas agregadas tanto de la oferta como de la demanda. Por lo general, el precio de la electricidad para cada periodo es determinado por el costo variable de la última unidad de generación requerida para cubrir la demanda. Sin embargo, es lógico pensar que los agentes del mercado incluyen en su precio de oferta la percepción sobre las restricciones de las redes de transmisión en las que venden su energía. De hecho, problemas tan comunes como carga atrapada o generaciones obligadas para mantener la operación del sistema de potencia dentro de rangos seguros, son condiciones que pueden ser explotadas por los agentes para influenciar los precios del mercado o para lograr márgenes más altos en el mercado debido a su posición estratégica en el sistema de transmisión.

A este respecto, la comunidad internacional ha intentado abordar este problema desde distintas metodologías que incluyen teoría de juegos, problemas de optimización a gran escala, teoría microeconómica e incluso economías computacionales basadas en agentes. Los enfoques más populares trabajan en torno a los modelos de equilibrio, en los cuales se busca una condición o solución que posee la propiedad de que ningún participante quiere alterar sus estrategias unilateralmente, lo que es conocido como equilibrio de Nash (Hobbs, 2001).

Entre los modelos de equilibrio más populares se encuentran los de Cournot, cuyas versiones más sofisticadas implementan la función de las restricciones en transmisión en el desarrollo de poder de mercado. Las formulaciones matemáticas hechas en estos modelos se basan en problemas complementarios mixtos (MCP), cuyos algoritmos de optimización ya han sido implementados en programas comerciales de optimización de gran escala como el paquete GAMS. Algunos de los trabajos más importantes en esta área se encuentran en Hobbs *et al.* (2000), Daxhelet y Smeers (2001), Ventosa *et al.* (2000).

En los últimos años los esfuerzos en los modelos de Cournot han estado enfocados en mejoras a las soluciones numéricas para la obtención de estos equilibrios y a la mejor representación de las restricciones y de la demanda. Contreras y Klusch (2004) proponen un algoritmo numérico para solucionar el modelo de Cournot considerando restricciones acopladas entre los agentes, donde el espacio de acciones de un agente está restringido por las acciones de sus competidores. Hobbs y Pang (2007) proponen un modelo que incluye funciones lineales definidas a trozos para representar la demanda y una representación de las restricciones que incluye variables de otros generadores en el problema de optimización de cada agente.

En el caso colombiano, no se han realizados estudios de gran escala en los que se determine el efecto de las restricciones del sistema que incluyan un modelamiento explícito del sistema de transmisión. Por el contrario, el tipo de estudios realizados analizan el efecto de las restricciones de una manera más descriptiva, tratando de estimar el comportamiento de los agentes en cada área operativa del sistema en cuanto a sus estrategias de oferta, pero sin representar el problema de optimización del flujo de potencia en ellas. En Jaramillo (2002) y Jaramillo y Sanint (2002) se estudia, para el caso de la

In English

Given this new market structure, generation companies tend to “internalise” most of the issues related to system operation in their bidding prices and the market energy price is obtained by matching the aggregated bidding curve against power demand. The market price for each hour is established by the variable cost of the last generation unit which was required to supply national power demand. However, it is expected that generation companies (GENCO) include their perception about transmission network constraints in their bidding prices. In fact, common problems such as trapped load or required generations to keep power system operation within secure ranges are conditions that may be exploited by GENCOs to influence power market prices and obtain higher profits, given their strategic location in the power transmission network.

In this regard, the international community has faced this problem from different perspectives including game-theory, large-scale optimisation tools, microeconomic theory and even agent’s computational economics. The most popular approaches deal with equilibrium models in which the solution requires that none of the agents have incentives for unilaterally deviating from their chosen strategies, normally known as a Nash Equilibrium (Hobbs, 2001).

Cournot models are the most popular equilibrium models, whose more sophisticated versions implement the effect of transmission networks on agent’s market power. The mathematical background is mainly based on mixed complementary problems (MCP) in this type of model, with some algorithms already implemented in software such as GAMS. Some of the most interesting work in this area may be found in (Hobbs *et al.*, 2000; Daxhelet and Smeers, 2001; Ventosa *et al.*, 2000).

Cournot models have been focused on improving numerical solutions for obtaining Nash equilibrium in recent years as well as a more suitable representation of network constraints and power demand. Contreras and Klusch (2004) have proposed a numerical algorithm for solving Cournot models considering coupled constraints among GENCOs, where the set of actions available to any GENCO is limited by the action of the other competitors. Hobbs and Pang (2007) have proposed a model using piece-wise linear functions to model power demand and network constraints, including some variables from competitors in the optimisation problem.

In the case of Colombia, there is no evidence of large-scale studies for determining the effect of network constraints on energy prices including explicit modelling of the power transmission system. On the contrary, studies to date have analysed the effect of network constraints in a more descriptive way, trying to estimate GENCO behaviour in each power system operating area regarding their bidding strategies but without modelling the optimisation of power flows in each area. The case of the Colombian spot market has been studied by focusing on the commercial impact of some technical

En español

bolsa de energía de Colombia, el impacto comercial que tienen algunos aspectos técnicos del sistema de interconexión nacional y en particular las restricciones por tensión y por potencia que pueden alejar el esquema del mercado colombiano de un esquema de libre competencia. Dicho análisis se hace mediante la teoría de juegos clásica con una representación típica de matriz de pagos para determinar el conjunto de estrategias óptimas de oferta. Se utiliza un concepto llamado capacidad individual de restricciones del agente —CIRA— que intenta medir la capacidad de oferta de un agente generador en un área operativa del sistema interconectado cuando se tienen restricciones en la red. Este índice se calcula comparando la demanda total del área con las importaciones de energía y la capacidad del resto de los agentes generadores dentro del área, de tal forma que para un valor bajo de CIRA se entiende que un generador no es necesario a efectos de cubrir la demanda del área porque esto se puede hacer operando otros generadores y por lo tanto no podría ejercer poder de mercado. Campuzano y Smith (2002) realizaron una investigación que analiza el poder de mercado de los generadores colombianos con el fin de indagar sobre los límites de propiedad en recursos de generación que propendan por un mercado competitivo en Colombia. El problema es abordado mediante las herramientas de la teoría de juegos y la dinámica de sistemas. La simulación en dinámica de sistemas se realiza utilizando un período de cuatro años con resolución mensual usando como criterio de poder de mercado el porcentaje de veces que el agente se hace necesario dentro del área operativa, permitiéndole fijar el precio. El modelamiento de la operación del sistema eléctrico colombiano incluye los módulos de hidrología, demanda (escenarios de crecimiento proyectados), un módulo de capacidad instalada desagregada por tecnología, y un módulo de precios de oferta construida de manera agregada y con resolución mensual para cada tecnología de generación.

En general estos trabajos han sido motivados por la estructura actual del mercado colombiano, en la que los precios de éste son determinados por un modelo uninodal del sistema, el cual asume que se tiene la suficiente capacidad de transmisión en las redes de transmisión como para no considerar el efecto de las rentas de congestión en la determinación de los precios del mercado. Por el contrario, este artículo parte del modelamiento explícito del sistema de transmisión nacional para representar el efecto de las restricciones de transmisión en la determinación de los precios del mercado, representados por precios nodales para cada área operativa, cuantificando el costo de suplir una unidad más de demanda en cada uno de los nodos de generación del país y considerando el flujo óptimo de potencia ante condiciones pico de demanda.

Los datos sobre los precios de oferta en los cuales se basan los algoritmos de flujos óptimos de potencia que aquí se presentan fueron suministrados por XM Expertos en Mercados, empresa responsable de la administración del mercado mayorista de electricidad en Colombia. Esta información fue suministrada dentro del desarrollo del proyecto de investigación “Modelamiento del comportamiento de la oferta de energía eléctrica”, financiado por la División de Investigación de Bogotá —DIB— de la Universidad Nacional de Colombia. Por otra parte, debido a la confidencialidad sobre los precios de oferta de cada una de las centrales del país, este análisis se presenta con base en los precios suministrados por cada uno de los agentes durante los años 2001-2004, período para el cual se tuvo acceso a la base de datos de precios, los cuales se encuentran consignados en la base de datos del mercado mayorista llamada Neón.

In English

aspects of the national power grid (NTG) (Jaramillo, 2002; Jaramillo and Sanint, 2002), particularly regarding network constraints related to voltage and power which may prevent the Colombian power market becoming a competitive market. This analysis was based on classic game theory using typical payoff matrix representation to assess the set of optimal bidding strategies. A concept called individual agent restriction capacity (IARC) tried to measure the bidding ability of any GENCO in any operation area when network constraints are present. This parameter was calculated by comparing power demand in any area to power inflow and the power capacity of competitors in the same area. A low IARC value indicated that none of the GENCOs in the area were strictly required to supply local demand, given that it might have been covered by any other GENCO and therefore, no market power could be exercised. Campuzano and Smith (2002) analysed Colombian GENCOs' market power for establishing the limits on ownership of electrical generation resources that provide a competitive power market. The research used classic game theory and system dynamics. System dynamics are simulated by using a four-year period with a monthly-basis resolution and the market power criterion of the frequency in which any GENCO is required to attend local power demand in the area allowing market price to be fixed. The modelling of electric system operation includes several modules such as hydrology, power demand, installed capacity disaggregated by technology and a bidding price module aggregated by generation technology on a monthly-basis.

These works have been motivated by current Colombian market structure in which market prices are calculated by assuming a one-bus power system model having enough transmission capacity to neglect the effect of transmission constraints on market prices. Unlike previous work in this area, this paper considers the explicit modelling of the NTG to represent the effect of network constraints on calculating spot market prices. This effect is reflected in calculating local marginal prices (LMP) for each operation area of the Colombian power system, quantifying the cost of supplying one more unit of power demanded in each of the generation buses and considering optimal power flow (OPF) against peak demand conditions.

The bidding prices data in this work, on which OPF algorithms are based, were provided by XM Expertos en Mercados S.A, which is the company responsible for administering the Colombian power market. This information was provided as part of a research project called, “Modelling electric energy supply pattern,” sponsored by the Universidad Nacional de Colombia.

On the other hand, due to bidding price confidentiality, this analysis is based on bidding information available for 2001 to 2004 which is stored in the Colombian power market database (NEON).

En español

In English

## Modelamiento del sistema de transmisión nacional

En esta sección se detallan las características principales del sistema de transmisión implementado, así como las metodologías de procesamiento de la información, la adaptación de la herramienta de *software* utilizada para las simulaciones, la identificación de las áreas operativas sobre el sistema de transmisión y el tratamiento de la demanda en el modelo. Adicionalmente, se detallan los modelos de despacho por precios utilizados para simular el comportamiento horario del sistema de transmisión nacional, al igual que una metodología de depuración de las restricciones eléctricas consideradas, con el fin de aproximarse a las restricciones operativas del sistema.

La información sobre la infraestructura del sistema de transmisión nacional —STN— fue provista por la Unidad de Planeación Minero-Energética —UPME— en desarrollo del proyecto de investigación "Modelamiento del comportamiento de la oferta de energía en el mercado mayorista". El sistema finalmente implementado es el consignado en el Plan de Expansión de Referencia 2006-2020 (UPME, 2006). Esta información fue suministrada en forma de tablas que describían cada uno de los elementos del sistema, para lo cual fue desarrollada una herramienta en *mysql* que construyera una representación matricial de la conectividad del sistema y que permitiera la simulación de los flujos óptimos de potencia.

Al respecto es importante mencionar que debido al número de nodos del sistema de transmisión colombiano su simulación no es posible realizarla en las versiones académicas de programas comerciales de simulación. Adicionalmente, una simulación sistemática, iterativa y completamente modificable como la que se pretende en esta investigación, no es nada fácil de implementar sobre una plataforma comercial. Por las razones expuestas, se seleccionó como herramienta de simulación el paquete *Matpower* (Murillo y Zimmermann, 2007), el cual es implementado en lenguaje *Matlab* para resolver flujos de carga y flujos óptimos de potencia. Este paquete tiene la ventaja de que es posible adaptarlo a cualquier entorno de simulación realizado en el mismo lenguaje, ya que sus parámetros de entrada siguen siendo representaciones matriciales de los sistemas de potencia. Esta característica hace posible la modificación de algunos valores sobre las matrices que se reciben como argumentos y de esta forma simular en forma iterativa un gran número de casos para distintas condiciones de demanda, ofertas, configuración del sistema, etcétera. En este sentido, fue necesario realizar algunas modificaciones sobre los códigos originales de esta herramienta con el fin de variar secuencialmente las estrategias de oferta de los agentes, las condiciones de demanda para cada uno de los nodos del sistema de transmisión, y las condiciones de cargabilidad de las líneas de transmisión que conectan cada una de las áreas operativas del sistema colombiano.

Por otra parte, es importante aclarar que los nodos del sistema implementado representan los barrajes de las subestaciones, sin considerar los nodos asociados a cada uno de los elementos de interrupción y de las bahías de línea. De la misma forma, la demanda nacional fue asociada a 259 barras para las cuales se conocía el factor de potencia y el factor de distribución de la demanda nacional, cuyos datos fueron suministrados por la UPME. Un resumen del sistema finalmente implementado se presenta en la tabla 1.

## Modelling the national transmission power grid

This section describes the main NTG characteristics and the methodologies associated with data processing, adapting the soft-ware tool used for simulations, identifying the operation areas in the transmission system and treatment of power demand in the implemented model. Dispatch-price related models used for simulating Colombian power system pattern on an hourly-basis as well as processing electric network constraints considered are also explained.

The explicit modelling of the NTG was implemented by following the Transmission Expansion Reference Plan 2006-2020 (UPME, 2006) which considered all generation plants and transmission lines. This information was provided in tables describing each element in the power system; therefore, a database tool using MySQL server was developed to obtain a matrix representation of system connectivity allowing OPF simulation.

On the other hand, given the number of buses associated with the Colombian power system, simulation was not possible in an academic version of available power system simulators. Moreover, systematic, iterative and completely modifiable simulation such as that intended in this study is not easily implemented in any commercial simulation platform. Based on the above, *MAT-POWER* (Murillo and Zimmermann, 2007) was the simulation tool finally chosen which is a *MATLAB*-based package for resolving OPFs. This package has the advantage that it may be adapted to any other simulation environment developed in the same programming language, given that its input parameters are conceived as matrix representations of power systems. This feature allows systematic modification of some parameter values in input matrices and consequently, iterative simulation of a great number of cases in different demand scenarios, bidding, power system setup, etc. Some variations in the original *MATPOWER* code were necessary for modifying bidding strategies, power demand in each bus and loading capacity in transmission lines sequentially connecting Colombian power system operation areas.

The modelled buses represent bus-bar substations neglecting the buses associated with interruption devices. National power demand was associated with 259 buses with both a particular power factor and a particular distribution factor. This information was provided by UPME and is summarised in Table 1.

En español

Tabla 1. Resumen del sistema de transmisión implementado.

Elemento	Cantidad
Nodos Totales	620
Líneas de Transmisión	617
Unidades de Generación	178
Transformadores	300
Nodos Demanda	259

### Parque generador implementado e identificación de áreas operativas

El parque generador modelado fue seleccionado como resultado de un análisis sobre la participación de los agentes tanto en la capacidad instalada como en la generación real de energía en el mercado. De igual manera, el número de centrales de generación representativas de cada agente generador fue seleccionado de acuerdo a la participación de éstas dentro de la generación real de energía del agente. En total se modelaron 35 plantas de generación, las cuales constituyen el 91% de la capacidad instalada total del país, aproximadamente. El 9 % restante son en su mayoría plantas menores, las cuales no están obligadas a ofertar en el mercado mayorista. Estas 35 plantas de generación están agrupadas en 10 agentes generadores, lo que constituye una muestra bastante significativa del sistema nacional. Un resumen de los agentes generadores implementados se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Resumen del parque generador implementado

Agente	Tipo	No. Centrales	Capacidad Instalada (MW)	Participación (%)
EPM	Hidro	6	2009	17.82
	Gas	1	460	4.08
ISAGEN	Hidro	3	1806	16.02
	Gas	1	285	2.53
EMGESA	Hidro	2	1750	15.52
	Carbón	4	223	1.98
CORELCA	Gas	6	1339	11.88
EPSA	Hidro	3	856	7.59
	Gas	1	203	1.80
CHIVOR	Hidro	1	1000	8.87
BETANIA	Hidro	1	540	4.79
URRA	Hidro	1	334	2.96
EBSA	Carbón	4	314	2.79
T/TASAJERO	Carbón	1	155	1.37

Por otra parte, el sistema de transmisión nacional colombiano opera bajo un modelo de áreas operativas en las que se comparten límites de exportación e importación. En principio, un área operativa está definida como un conjunto de activos de uso y de conexión, recursos de generación o demanda que presentan alguna restricción (CREG 062, 2000). En esta investigación las áreas operativas siguen la clasificación utilizada por el agente operador del mercado mayorista - XM S. A. ESP, en la cual el sistema de potencia está dividido en seis áreas operativas, así: Caribe, Caribe 2, Oriental, Suroccidental, Antioquia-San Carlos (ASC) y Nororiental. Por consiguiente, cada barraje del sistema fue asignado a su área operativa respectiva.

In English

Table 1. Summary of the implemented national power grid

Element	Quantity
Buses	620
Transmission Lines	617
Generation Plants	178
Transformers	300
Demand Buses	259

### Implementing generation plants and identifying operation areas

The set of modelled generation plants was selected as a result of an analysis of share of both installed capacity ownership and energy generation during hourly economic dispatch. The number of representative generation units per GENCO was chosen according to these plants' share of total GENCO energy generation. Thirty-five generation plants were modelled, representing 91% of installed capacity. The remaining 9% were mostly minor plants which are not obliged to bid in the Colombian power market. These 35 plants are grouped into 10 GENCOs, which is a very representative sample of the Colombian power system.

A summary of the GENCOs modelled is shown in Table 2.

Table 2. Summary of modelled GENCOs

GENCO	Type	Number of Plants	Installed Capacity (MW)	Share (%)
EPM	Hydro	6	2009	17.82
	Gas	1	460	4.08
ISAGEN	Hydro	3	1806	16.02
	Gas	1	285	2.53
EMGESA	Hydro	2	1750	15.52
	Coal	4	223	1.98
CORELCA	Gas	6	1339	11.88
EPSA	Hydro	3	856	7.59
	Gas	1	203	1.80
CHIVOR	Hydro	1	1000	8.87
BETANIA	Hydro	1	540	4.79
URRA	Hydro	1	334	2.96
EBSA	Coal	4	314	2.79
T/TASAJERO	Coal	1	155	1.37

On the other hand, Colombian power system operation is based on the concept of operating areas, determining limits on importing and exporting energy between them. An operating area is defined as a set of connection assets, generation resources and power demand levels which present any electrical constraint (CREG 062, 2000). This research follows Colombian independent system operator (ISO) area classification (XM S.A.). Therefore, the Colombian power system is divided into six areas: Caribbean, Caribbean 2, Eastern, South-western, Antioquia-San Carlos (ASC) and North-eastern area. Consequently, each power system bus was assigned to the correspondent operation area.

En español

Ahora bien, un primer análisis de cada área operativa muestra que la participación por agentes generadores para la mayoría de las áreas se comporta como un duopolio. Esta estructura puede sugerir un posible planteamiento en teoría de juegos para cada área del sistema.

### El problema del despacho económico

El problema de despacho económico fue planteado como la solución de flujos óptimos de potencia sobre el sistema de transmisión nacional. Esos flujos óptimos de potencia están basados en las ofertas de precio realizadas por cada agente para cada una de las centrales consideradas dentro del sistema de potencia modelado. Ahora bien, en la teoría de sistemas de potencia existen los flujos óptimos AC y DC, los cuales fueron implementados y comparados con respecto al desempeño de la herramienta de simulación seleccionada.

En cuanto a los flujos óptimos AC se encontraron algunos problemas de inestabilidad en la convergencia de los modelos dado el gran número de variables que hacen parte de las restricciones en un problema de gran escala (tensiones en los nodos, límites de potencia activa y reactiva en las líneas, límites operativos de las plantas de generación, etcétera). Adicionalmente, dentro de las pruebas realizadas con este tipo de flujos se halló una exigencia computacional bastante alta, ya que los algoritmos de optimización podían tomar tiempos de minutos para solucionar un caso particular de despacho horario. Este inconveniente resulta muy poco atractivo para los propósitos de este trabajo, donde se requieren miles de simulaciones para lograr condiciones acertadas sobre el efecto de las restricciones eléctricas.

Por otro lado, los flujos óptimos DC presentaron menos problemas de convergencia y su solución es mucho más rápida y eficiente (segundos), siempre y cuando se simule con una herramienta que permita un manejo adecuado de matrices dispersas. Para tal efecto, se utilizaron unas librerías adicionales basadas en métodos de punto interior para solución de problemas de programación lineal (Mészáros, 1996). Es importante aclarar que bajo este tipo de despacho se desprecian tanto las pérdidas de potencia activa como los flujos de potencia reactiva para el soporte de tensión; sin embargo, tales flujos de reactivos no pueden ser transados sobre áreas muy amplias debido a las altas pérdidas de este tipo de potencia en las líneas de transmisión (Kirschen y Strbac, 2005). De hecho, dentro de la estructura actual del mercado mayorista en Colombia la potencia reactiva no es transable, aunque pueda, a futuro, ser remunerable como un servicio complementario. Por las razones expuestas, el proceso de despacho económico sobre el STN se representó mediante la solución de flujos óptimos DC, el cual es representado por el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^n C_i(P_{gi}) \quad \text{Minimización del costo de operación del sistema} \\ \text{sujeto a} & \\ & P_{min} < P_{gi} < P_{max} \quad \text{Restricciones en Generación} \\ & y_{ij}(\theta_i - \theta_j) < F_{ij}^{max} \quad \text{Restricciones en Transmisión} \\ & \sum P_d = \sum P_g \quad \text{Balance de Potencia activa} \end{aligned}$$

In English

A first analysis in each operation area showed that GENCO share in most areas behaves as a duopoly. This structure may suggest a possible game theory formulation for each operation area.

### The economic dispatch problem

The economic dispatch problem was formulated as the solution to an OPF on the NTG. Such OPFs were based on the bidding prices submitted by each generation unit considered. DC-OPFs and AC-OPFs were implemented and compared, regarding software simulation tool performance.

Regarding AC-OPFs, some instability problems in algorithm convergence were found, given the great number of variables involved in optimisation problem constraints (bus voltage, active and reactive power limits in transmission lines, operation limits in generation plants, etc.). Moreover, a high computational burden was demanded during the testing of this type of power flow, resulting in solving times lasting minutes for just one particular power flow. Such resolving times were not so appealing for this work in which thousands of power flows had to be resolved for estimating the effect of electric network constraints.

Unlike AC-OPFs, DC-OPFs presented less convergence-related problems and their solutions were much faster and more efficient (seconds), provided a software tool with suitable treatment of sparse matrices was available. Some additional libraries based on interior point methods for solving linear programming problems were used (Mészáros, 1996). It should be remembered that this type of dispatch neglects transmission lines' active power losses and the reactive power flows necessary to hold voltage buses in operating ranges. However, such type of reactive power flows are not tradable over wide operating areas due to transmission lines' high reactive power losses (Kirschen and Strbac, 2005). According to the current market structure in Colombia, this type of power is not tradable, although in the short-term it might be compensable as an ancillary service. Based on the above mentioned, economic dispatch in the NTG was represented by the solution of a DC-OPF stated as the following optimisation problem:

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^n C_i(P_{gi}) \quad \text{System operation cost minimization} \\ & P_{min} < P_{gi} < P_{max} \quad \text{Generation Constraints} \\ & y_{ij}(\theta_i - \theta_j) < F_{ij}^{max} \quad \text{Transmission Constraints} \\ & \sum P_d = \sum P_g \quad \text{Active Power Balance} \end{aligned}$$

En español

Ahora bien, dado que el proceso de despacho en Colombia sigue un esquema basado en la oferta de precios de cada uno de los agentes, los costos  $C_i(P_{gi})$  serán representados por funciones lineales, cuya pendiente corresponderá al precio de oferta de cada central. De esta manera se simula el comportamiento real del proceso de despacho económico horario, basado en la información de los límites operativos para cada línea y cada unidad de generación del sistema de transmisión nacional. Este modelamiento solamente considera las restricciones eléctricas (límites térmicos operativos) y no necesariamente las operativas (estabilidad, regulación de frecuencia, compensación reactiva, etcétera). No obstante, en la siguiente sección se presenta una metodología de aproximación al caso real que considera las restricciones operativas como una forma de "suavizar" las suposiciones hechas por el modelo AC, a la vez que se mantenga la eficiencia computacional en las simulaciones.

### Metodología de aproximación a las restricciones operativas del sistema

Las restricciones operativas podrían implicar que no necesariamente los límites térmicos de los elementos sean alcanzados para satisfacer algún requerimiento de seguridad o de confiabilidad en el sistema. Por ejemplo, no necesariamente una línea de transmisión es utilizada a su capacidad máxima durante la operación horaria del sistema. Siguiendo esta idea se propuso hacer una comparación entre los resultados de los flujos óptimos DC simulados y las condiciones reales (flujo AC) observadas en el sistema durante el período de análisis (2001-2004).

La primera parte del análisis consiste en reproducir los despachos económicos para la hora pico del sistema (flujos óptimos DC para las horas de mayor congestión en el sistema de transmisión) con base en la información de precios de oferta para cada central (Base de datos Neón UN) y los datos de demanda nacional agregada. Este análisis se centra alrededor de los flujos de potencia activa en las líneas de transmisión que unen las seis áreas operativas (líneas interáreas), definiendo los límites de exportación e importación de ellas. Para el caso del sistema colombiano se analizaron un total de 40 líneas de transmisión consideradas como interáreas por el operador del sistema de transmisión nacional colombiano. Bajo este criterio se hizo un análisis estadístico de los percentiles 50%, 90% y 95% para los valores de los flujos de potencia activa en esas líneas.

La segunda parte del análisis consistió en simular y analizar los flujos por las líneas interáreas en las condiciones reales de operación. Hay que hacer claridad en que estos datos no están disponibles en ninguna base de datos y son información confidencial de la operación del sistema. Este problema se solucionó realizando flujos de carga AC basados en las generaciones reales de las plantas sobre las cuales sí se tenía información en la base de datos Neón UN. Es decir, se aprovecharon los datos de generación real durante la hora pico del sistema como condición inicial para simular flujos de carga AC con el fin de observar los flujos de potencia en las líneas de interés (interáreas). Como resultado de este análisis se obtuvo una caracterización estadística de los percentiles 50%, 90% y 95% para los valores de los flujos sobre esas líneas con el fin de ser comparados contra los resultados de la simulación del despacho económico.

In English

Now, given that Colombian economic dispatch follows a scheme based on bidding prices submitted by GENCOs, costs  $C_i(P_{gi})$  were represented by linear functions whose slopes matched the submitted bidding price of each generation unit. The real economic dispatch pattern was simulated based on operating limits for each transmission line and each NTG generation unit. This modelling only considered electrical constraints (thermal limits) and not necessarily operating constraints (stability, frequency regulation, reactive compensation, etc). Nevertheless, the following section presents a methodology for adjusting DCOPF results, considering operating constraints, as an attempt to relax the assumptions considered by the complete ACOPF problem and also keep the computational burden of simulations within reasonable ranges.

### Operation constraint approach methodology

Operating constraints may imply that thermal limits are not necessarily reached for satisfying some power system safety or reliability requirement. For instance, a transmission line is not necessarily used to its maximum capacity during hourly power system operation. A comparison between simulated DCOPFs and real energy dispatch observed in the Colombian power system 2001-2004 was thus carried out.

The first part of the analysis consisted of reproducing NTG peak hour economic dispatch (DC optimal flows during high congestion hours in the transmission system) based on both bidding prices submitted by each generation unit and national power demand (NEON database). This analysis was focused on the active power flows of the transmission lines joining the six Colombian operating areas (Colombian interties lines), defining exportation and importation limits amongst them. For the case of the Colombian power system, a total of 40 transmission lines were considered as interties lines. Given this criterion, a statistical analysis was made of the 50%, 90% and 95% percentiles for active power flows in these lines.

The second part of the analysis consisted of simulating and analyzing power flows in the interties lines during real power system operation. It should be clarified that this data is not available in any database and this information is considered as confidential. This problem was solved by simulating AC power flows based on real generation plant generation available in the NEON database. In other words, real energy generation during peak power system hours were taken as an initial condition to run AC power flows aimed at estimating power flows in interties lines. As a result of this analysis, a statistical characterisation of the 50%, 90% and 95% percentiles for power flow values in these lines was compared to the results of the first part (DCOPFs).

En español

In English

Como se mencionó, la estrategia de análisis gira en torno a comparar los percentiles 90% de los valores de flujos de potencia obtenidos en ambas simulaciones, lo que implica comparar una situación donde se minimiza el costo de operación tomando en cuenta solamente las restricciones eléctricas, con otra donde se toman los resultados de generación real óptima considerando tanto las restricciones eléctricas como las operativas. Esta comparación indicará el comportamiento de los flujos máximos necesarios entre las líneas in-teráreas, pudiéndose encontrar que los valores máximos, teniendo en cuenta ambos tipos de restricciones, pueden ser menores que los obtenidos considerando solamente las restricciones eléctricas. En estos casos específicos una redefinición de las restricciones eléctricas de esas líneas puede representar una aproximación de ambos tipos de restricciones (eléctricas y operativas), sin sacrificar tiempo de cálculo al considerar igualmente una aproximación DC.

Los resultados para cada una de las 40 líneas de transmisión analizadas están consignadas en Gallego (2008). Vale la pena destacar que la redefinición de límites operativos fue efectiva para casi la mitad de las líneas de transmisión consideradas (19 líneas). Tal redefinición trajo como resultado que el error en la estimación de potencia y energía generada por área operativa respecto de la operación real del mercado se redujera del 12% con el modelo de despacho económico inicial, al 3-4% con el de despacho económico modificado (restricciones eléctricas ajustadas). Adicionalmente, esta mejor estimación en las cantidades despachadas se efectuó sin sacrificar la exigencia computacional, ya que en principio es un flujo óptimo DC que se aproxima de manera más precisa a la respuesta del modelo completo del flujo óptimo AC.

## Precios nodales y rentas de congestión en el STN

En esta sección se presentan algunos análisis relacionados con los costos de las restricciones de transmisión, entendidos como el sobrecosto total obtenido cuando se tienen límites de transporte de energía entre las áreas operativas y se realiza una caracterización por precios nodales promedio para cada área operativa del sistema.

### Metodología por precios nodales

Dado que el flujo óptimo de potencia consiste en un problema de optimización es posible realizar un análisis de sensibilidad, entendido como la determinación del cambio en la función objetivo cuando dichas restricciones son "relajadas". Como producto de esta "relajación" aparece el concepto de costo reducido, el cual indica cuánto cambia la función objetivo cuando se aumenta o reduce el límite de una restricción (Rau, 2003). Para el caso del flujo óptimo DC este costo reducido indica el cambio en el costo de operación del sistema cuando una planta de generación aumenta o disminuye su capacidad máxima en una unidad (1 MW). Este concepto es básico para entender el significado de una variable conocida como precio nodal.

El objetivo de la determinación de los precios nodales es encontrar el costo marginal de suplir una unidad más de demanda en un nodo específico del sistema. Esta situación (una unidad más demanda) puede implicar que menos generación esté disponible para atender el resto del sistema (en una unidad menos), lo que puede verse como una reducción en el límite de generación para el generador que atiende este nodo específico y por consiguiente, producir un cambio en la función objetivo (costo reducido). Adi-

As mentioned before, the strategy was focused on comparing 90% percentiles, comparing a situation where only electrical constraints were considered to one where electrical and operative constraints were considered. This comparison showed the pattern of maximum required power flows in interties lines, allowing maximum values to be found (considering electrical and operating constraints) which might have been less than those considered in the DCOPF (thermal limits). In such specific cases, a redefinition of electrical constraints may represent an approach to both electrical and operational constraints, with no effect on the algorithms' computational burden.

The results for each of the 40 interties lines have already been published (Gallego, 2008). However, it is important to highlight that this proposed redefinition was effective in almost half of the interties lines (19 lines). Such redefinition resulted in less error in estimating power and energy generated by each operation area when compared to the real power market data, reducing 12% error using DCOPF to 3-4% using modified DCOPF (adjusted electrical constraints). This improvement was achieved without increasing algorithm solving time.

## Local marginal prices and congestion income in the national transmission grid

This section presents analysis related to the costs associated with NTG constraints, understood as being total overcost obtained when limits in energy transmission amongst operation areas are present. A characterisation of the average local marginal price for each operation area is presented.

### Local marginal price methodology

Given that the OPF consists of an optimisation problem, sensitivity analysis was possible, understood as assessment of variation in objective function given that some constraints were "relaxed." The concept of reduced cost emerged as a result of such relaxation, indicating how much variation occurs in objective function when limit on any constraint is increased or decreased (Rau, 2003). In the case of a DCOPF, this reduced cost indicates the variation in system operation cost when a generation plant increases or decreases its maximum generation capacity in 1 MW. This concept is fundamental for understanding the meaning of LMP.

The objective of LMP assessment is to find the marginal cost of supplying one more unit of demand (1 more MW or MWh) in a specific power system bus. This situation (1 more unit of demand) implies that less generation is now available to supply the rest of the power demand (by 1 less unit of demand), which can be interpreted as a reduction in power generation capacity of the generation plant attending this particular bus and consequently, produces va-



En español

cionalmente, esta unidad adicional de demanda será suplida por tal generador al precio de oferta de él. Por lo tanto, el costo marginal de suplir dicha unidad adicional de demanda será el costo de haber reducido la generación en una unidad (costo reducido) más el costo al que se suple esta nueva unidad (precio de oferta). Al respecto, es importante notar que el costo reducido tendrá un valor distinto de cero solamente cuando dicha restricción sea “exigida”, lo que indica, para el caso de una central, que su generación es necesaria para el sistema dado que es igualmente “exigida”. Por el contrario, una planta que no es necesaria para abastecer la demanda (p. e., por su alto costo), no será “exigida” y por consiguiente su valor de costo reducido será igual a cero.

Por otro lado, es importante distinguir el efecto que tienen las restricciones sobre la relación entre los precios de oferta y los costos reducidos. Para un escenario sin restricciones de transmisión existe una relación inversa y totalmente lineal entre los costos reducidos y los precios de oferta, implicando que entre menor sea su precio de oferta, mayor será su costo reducido, es decir, mayor será el impacto sobre el costo del sistema. Esta relación es necesariamente similar al proceso de despacho ideal mediante el cual se establece el precio de bolsa en el esquema colombiano.

Para ilustrar esta idea se ilustra en la Figura 1 la relación entre los precios de oferta y el costo reducido para un caso particular de despacho horario. Este despacho corresponde a un caso simulado considerando capacidad infinita de transporte en las líneas del sistema colombiano. Por otra parte, para el caso en el que se consideran las restricciones de transmisión, la relación inversa lineal es completamente deformada por el efecto de las restricciones, lo que puede implicar que una planta con un precio de oferta menor no necesariamente tenga un costo reducido mayor, es decir, que no impacte en el costo de operación del sistema en mayor grado. Este efecto se ilustra para el mismo caso de despacho horario en el STN en la Figura 1, considerando las restricciones de transmisión. Son precisamente estas no linealidades lo que sugiere el análisis con un modelo multinodal del sistema, es decir, considerando los precios nodales en cada barra del sistema antes que un modelo uninodal como el que se presenta bajo el esquema de mercado actual.

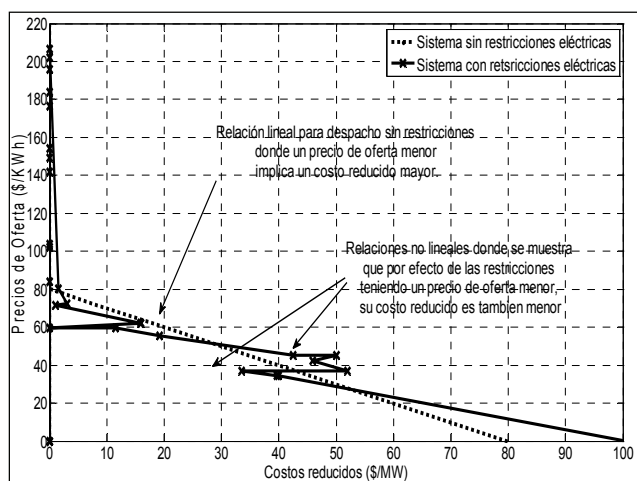


Figura 1. Relación precio de oferta contra costos reducidos en escenarios con y sin restricciones de transmisión

In English

riation in objective function (reduced cost). Moreover, this additional unit of demand will be supplied by this generation plant at its bidding price. Therefore, the marginal cost of supplying such additional unit of demand will be the cost of reducing generation capacity limit in the same unit (reduced cost) plus the cost at which this additional unit is supplied by this specific generation plant (bidding price). It should be noted that the reduced cost will have a value different to zero only when the associated constraint is bound, indicating that this generation unit is strictly necessary to supply the demand. On the contrary, a generation plant which is not necessary for supplying demand will not be bound and, therefore, its reduced cost is equal to zero.

On the other hand, the effect of constraints on the relationship between bidding prices and reduced costs should be distinguished. There is an inverse and totally linear relation between reduced costs and bidding prices in a scenario with no transmission constraints, implying that the lower the bidding price, the higher the reduced costs and, consequently, the bigger the impact on power system cost. This relationship is similar to so-called ideal dispatch in which the spot price is calculated in the Colombian power market

To illustrate this idea, Figure 1 shows the relationship between bidding prices and reduced costs for a particular case of hourly economic dispatch. This dispatch was obtained by simulating a DCOPF considering infinite transmission capacity (no constraints) in Colombian power system transmission lines. Otherwise, in the case of the presence of transmission constraints, such inverse, linear relationship is no longer valid and is now completely deformed, implying that a generation plant having a lower bidding price does not necessarily have higher reduced cost (i.e. a plant with a lower bidding price does not necessarily have an impact on system operation cost in a greater manner than that having a higher bidding price). This effect is shown for the same case of hourly dispatch in Figure 1, considering transmission network constraints. These non-linearities are the ones suggesting analysis using a multi-bus model, which means that LMPs are more suitable, given that some constraints are binding in the Colombian power system, instead of a one-bus model like the one used in current Colombian power market structure.

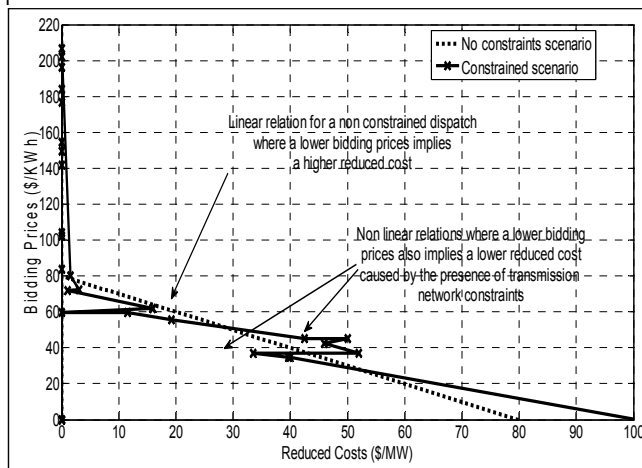


Figure 1. Relationship between bidding prices and reduced costs in constrained and non-constrained scenarios

En español

In English

### Caracterización por precios nodales para el STN

Con el objeto de caracterizar cada una de las áreas operativas del sistema de transmisión colombiano se realizaron, para el período analizado (febrero de 2001-diciembre de 2004), los despachos económicos para la hora pico de cada día con base en las demandas reales ocurridas y los precios de oferta reales de cada central. Como resultado se obtienen para cada simulación y cada uno de los 178 nodos de generación un precio nodal, los cuales son promediados por área operativa con el fin de caracterizar el costo marginal de abastecer una unidad de demanda en las distintas áreas operativas. Este promedio refleja globalmente el comportamiento de cada área operativa y no pretende ser, para efectos liquidatorios, el valor que debería despejar el mercado en ellas.

Desde esta óptica se presenta en la Figura 2 el comportamiento del precio promedio nodal por área operativa para la hora pico del sistema. Es importante aclarar que los datos mostrados en la Figura 2 representan el comportamiento de los precios nodales durante el año 2004; sin embargo, los precios nodales finalmente calculados incluyen el comportamiento de éstos durante el periodo 2001 a 2004.

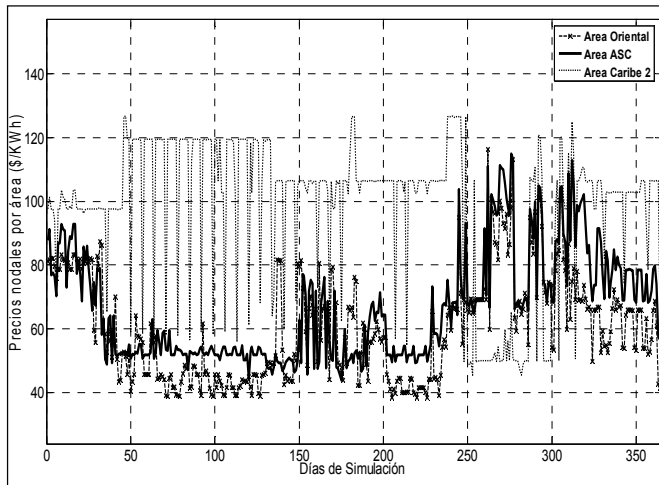


Figura 2. Precios nodales por área operativa para el año 2004 (área ASC, área Oriental y área Caribe 2).

### Characterising LMPs in the national transmission grid

Economic dispatch for peak hour based on both peak demand and real bidding prices submitted by each generation plant was carried out for each day (2001-2004) for characterising each NTG operation area. A different LMP was obtained as a result of this analysis for each dispatch and for each of the 178 generation buses, which were averaged among the buses belonging to a specific operation area. The marginal cost of supplying an additional unit of demand in each operation area was obtained. This average reflected the pattern of each operation area and was not intended to be the clearance price in each area for compensable purposes.

From this point of view, Figure 2 and Figure 3 show average LMP pattern in each operation area for power system peak hour. It should be stressed that data shown in Figure 2 represents LMP pattern during 2004; however, the final calculated LMPs includes the pattern during the complete period: 2001-2004.

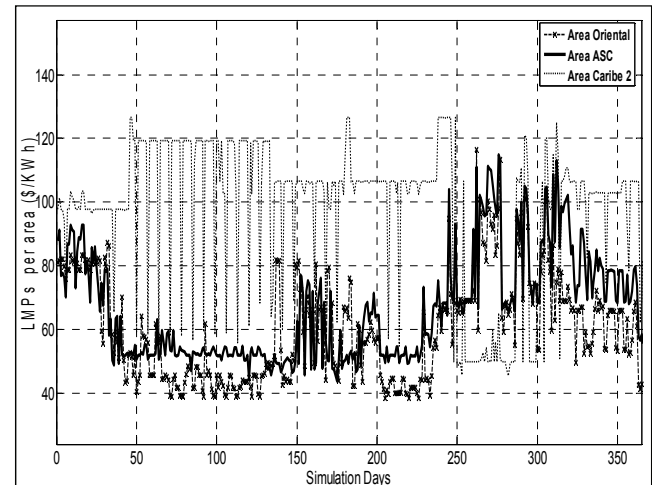


Figure 2. LMP per operation area 2004 (ASC, Eastern and Caribbean 2 areas)

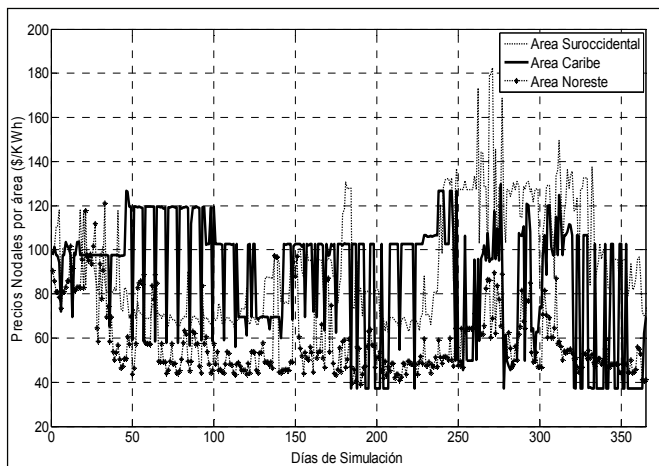


Figura 3. Precios nodales por área operativa para el año 2004 (área suroccidental, área Caribe y área Noreste)

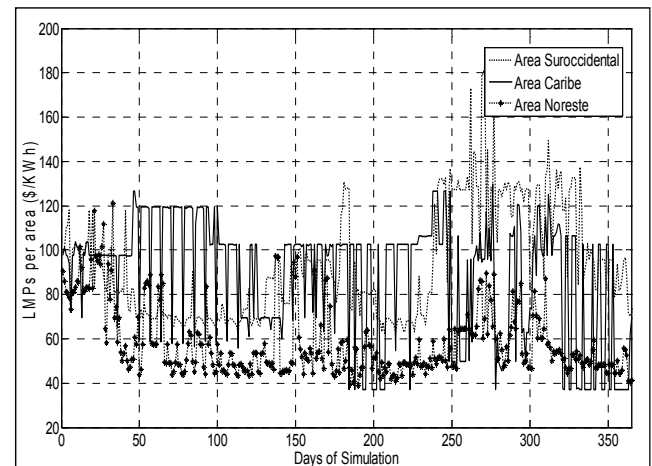


Figure 3. LMP per operation area 2004. (South-western, Caribbean and North-eastern areas).

En español

En principio, las áreas operativas ilustradas en la figura 2 presentan un promedio de precios nodales más bajo que las ilustradas en la figura 3. Estos resultados son ilustrados en la tabla 3, en donde las zonas operativas Oriental y ASC muestran que el costo de abastecer una unidad de demanda adicional es más bajo que en las zonas Caribe, Caribe 2 y Suroccidental, explicado necesariamente por la gran participación de portafolios hidráulicos en las primeras y por un mayor “enmallamiento” en las redes de transmisión en estas áreas.

Tabla 3. Precios nodales por área operativa para precios de oferta reales durante el período 2001-2004

Áreas	Precio nodal promedio (\$/KWh)	Desviación Estándar
Oriental	69.22	17.47
ASC	75.79	17.20
Caribe2	109.02	20.60
Suroccidental	99.48	22.34
Caribe	74.72	33.13
Noreste	61.87	14.82

Como conclusión, se observa la existencia de precios nodales diferenciados entre las áreas operativas, lo que sugiere un efecto de las restricciones de transmisión que hacen que los costos operativos sean mayores. La pregunta natural que puede surgir es: ¿a cuánto asciende este sobre costo? Algunas respuestas ante este cuestionamiento son abordadas en la sección siguiente.

#### Metodología de cálculo para costos de restricciones

La metodología para el cálculo del costo de las restricciones consiste en establecer diferencias entre los costos operativos obtenidos bajo un escenario con restricciones, respecto de un escenario con capacidad infinita de transporte. En particular se realizaron los despachos horarios para la hora pico del sistema basado en las condiciones de demanda y precios de oferta reales ocurridos en el período de análisis. Como resultado se obtienen los sobre costos calculados en (\$/KWh), los cuales pueden ser representados por una distribución estadística empírica para la hora pico del sistema. Nuevamente se selecciona la hora pico del sistema, ya que es precisamente en ésta cuando la red de transmisión se encuentra más “exigida”.

Los resultados de los costos de restricciones, para el caso colombiano, son presentados en forma de distribuciones empíricas de probabilidad. No obstante, lo más destacable de este resultado es su comportamiento unimodal y asimétrico, el cual pudo ser ajustado a una distribución paramétrica de probabilidad. El resultado del ajuste es el de una distribución *t* de student con parámetros de escalización  $\sigma$ , localización  $\mu$  y  $\nu$  grados de libertad.<sup>5</sup> En otras palabras, los costos de restricción por sí solos no siguen ninguna distribución paramétrica; sin embargo, si estos datos son debidamente transformados siguen una distribución *t* de student con  $\nu$  grados de libertad. La transformación sobre los datos originales de costos de restricción ( $C_r$ ) tiene la siguiente forma:

$$C_{trans} = \frac{C_r - \mu}{\sigma} = \frac{C_r - 6,05}{1,04}$$

Donde  $C_{trans}$  sigue una distribución *t* de student con 2,35 grados de libertad. Este ajuste es ilustrado en la Figura 4.

In English

The operation areas illustrated in Figure 2 present average LMP lower than that shown in Figure 3. These results are illustrated in Table 3, where Eastern and ASC operation areas show that the marginal cost of supplying an additional unit of demand was lower than that obtained in Caribbean, Caribbean 2 and South-western operation areas. This result may be explained by both the great share of hydro portfolios in the first operation area and the greater “meshing” in power transmission system in this area of the power system.

Table 3. LMP per operation area 2004 considering bidding prices during 2001-2004

Areas	Average LMP (\$/KWh)	Standard Deviation
Oriental	69.22	17.47
ASC	75.79	17.20
Caribe2	109.02	20.60
Suroccidental	99.48	22.34
Caribe	74.72	33.13
Noreste	61.87	14.82

As an important conclusion, differentiated LMPs amongst operation areas suggests that transmission constraints have the effect of increasing system operation costs. The natural question that may arise from such statement is how much are these overcosts? The following section deals with this particular issue.

#### Methodology for calculating network constraint costs

The cost of calculating network constraints was based on the difference between operation costs in a transmission-constrained scenario and an infinite transmission capacity scenario. In particular, hourly dispatches for the peak hour considering real demand and real bidding prices were considered. As a result overcosts in (\$/KWh) were obtained which were represented by empirical statistical distribution for system peak hour. Again, peak hour was selected because transmission network is more required and demanded during this period.

The results of constraint costs are presented in the form of empirical probability distributions. However, the most interesting result was its unimodal and asymmetrical pattern which could be fitted to a parametrical probability distribution. The result was a location-scale Student-t distribution with scale parameter  $\sigma$ , location parameter  $\mu$  and  $\nu$  degrees of freedom. In other words, constraints costs were transformed to empirical probability distribution by taking original network constraints ( $C_r$ ) and applying the following equation:

$$C_{trans} = \frac{C_r - \mu}{\sigma} = \frac{C_r - 6,05}{1,04}$$

Where  $C_{trans}$  follows Student-t probability distribution with 2.35 degrees of freedom. This fitting is shown in Figure 4.

<sup>5</sup> Ajuste Location-scale para una distribución *t*.

En español

In English

### Validación del modelo implementado

Se efectuó una comparación de los precios de bolsa simulados frente a los precios de bolsa real para la hora pico del sistema, con el propósito de verificar la validez del modelo de simulación, a la vez que se graficaron los costos de operación por KWh (Figura 5). En términos generales, se encuentra una muy buena correlación entre los precios reales y los precios simulados, ya que siguen la misma tendencia. Sin embargo, dadas algunas limitaciones del modelo, existen algunas diferencias para el precio de bolsa real.

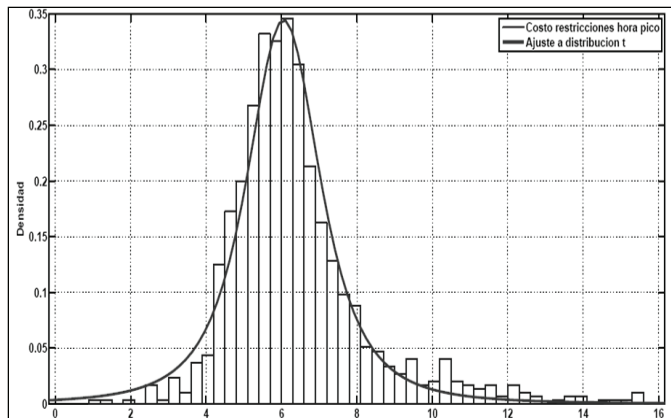


Figura 4. Ajuste de los costos de congestión del STN en la hora pico del sistema para el periodo 2001-2004.

En primera instancia, dentro del proceso de despacho ideal se revisan algunas características técnicas de las plantas de generación tales como las rampas de arranque y parada de las plantas térmicas, los límites de potencia mínima y máxima de las máquinas o los tiempos mínimos requeridos de generación estable, lo que puede ocasionar que se presenten generaciones forzadas debido a las características técnicas de las unidades de generación. Este tipo de restricciones técnicas de las plantas de generación son las que constituyen las inflexibilidades de ellas.

Un análisis de los valores de generación inflexibles fue llevado a cabo sobre los datos consignados en la base de datos Neón UN con el fin de determinar la magnitud de éstas a nivel horario. Como resultado se obtuvo una curva de las inflexibilidades horarias en el país cuya metodología de obtención permite obtener para cada hora un valor por unidad de las inflexibilidades respecto de la demanda pico diaria y una distribución empírica de tales valores para cada hora del sistema. A manera de ilustración, se muestran los valores promedio de inflexibilidades obtenidas para el sistema a nivel horario en la Figura 5. Por lo tanto, la generación de estos valores de inflexibilidades en el modelo sigue una generación aleatoria que reproduce las distribuciones empíricas encontradas para cada hora del sistema. El proceso de generación aleatoria consiste en el proceso "ruleta", ampliamente utilizado en los procesos de selección de algunas heurísticas tales como los algoritmos genéticos (Holland, 1986).

En realidad la simulación exacta de estas inflexibilidades para cada una de las máquinas es extremadamente difícil ya que se debería tener información completa de todas las condiciones de operación de cada una de las plantas. No obstante, la representación probabilística de éstas permite obtener muy buenas correlaciones entre los precios reales y los precios simulados, como se puede observar en la Figura 6. Por lo tanto, esa representación es aceptable y suficiente para los propósitos de este trabajo. Los parámetros que fueron tenidos en cuenta para cada planta como inflexibilidad son los

### Validating the implemented model

Simulated spot prices and real spot prices for system peak hour were compared for verifying the model's validation. Likewise, system cost operations were also calculated. Figure 5 shows a comparison between real spot prices, simulated spot prices and system operation costs. Very good correlation was found between real spot prices and simulated spot prices, given that they followed the same trend. However, several of the model's limitations explain some differences with real spot prices.

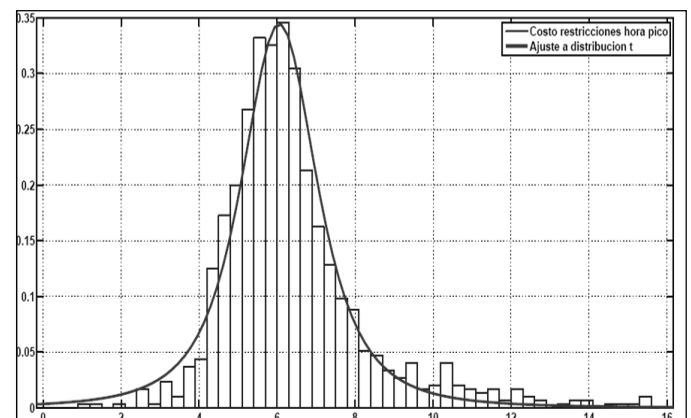


Figure 4. Fitting of constraint costs in the NTG during the peak hour for 2001-2004

First, some technical characteristics of the generating plants were revisited throughout the process known as ideal dispatch such as starting and stop ramps, minimum and maximum power limits and times required to reach stability in the power generated, which may cause the presence of forced generations due to generation plant technical inflexibility.

These inflexible or forced generations were analysed on the data stored in the NEON database for determining the magnitude for each hour. The curve obtained in Figure 5 shows the average magnitude of inflexibilities per unit of daily peak power demand for each hour. An empirical probability distribution for this variable at each hour was obtained for the Colombian power system. Therefore, generating these inflexibility values followed a random pattern based on the empirical probability distributions obtained. The random generation was based on a process called "roulette wheel," extensively used in some heuristics such as genetic algorithms (Holland, 1986).

The exact simulation of these inflexibilities for each generating plant in the Colombian power system is a very complex task given that it requires complete information about these plants' technical operation details. This information is extremely difficult to find because it is commonly treated as being confidential. However, the probabilistic representation of inflexibilities led to very good correlations between real and simulated spot prices (Figure 6). Therefore, this representation was considered acceptable and suitable for

En español

rangos de potencia mínima y máxima por cada planta, los cuales constituyen una de las restricciones en la formulación de los flujos óptimos de potencia implementados.

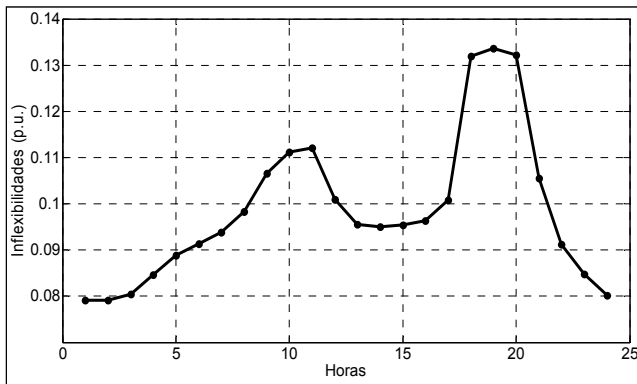


Figura 5. Caracterización de las inflexibilidades promedio de generación colombiana expresadas como valores por unidad (p. u.) de la demanda pico diaria

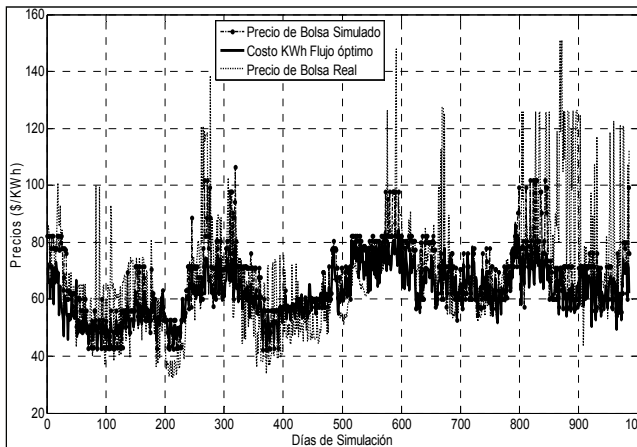


Figura 6. Comparación entre costos KWh hora pico y precios de bolsa hora pico.

## Conclusiones

La implementación explícita del sistema de transmisión colombiano en una herramienta de simulación totalmente flexible y configurable es un aporte muy significativo en la simulación del mercado mayorista. Con esta implementación se abre una posibilidad inmensa de utilizar esta herramienta como un laboratorio experimental, permitiendo simulaciones sistemáticas de despachos económicos horarios con un control absoluto de los perfiles de demanda, las estrategias de oferta e incluso la configuración del sistema. Esta tarea no es posible realizarla con un paquete comercial de manera tan sistemática.

Por otra parte, tal implementación permite un modelamiento más preciso de las condiciones operativas del sistema y en especial de las restricciones de transmisión que generalmente son obviadas en la mayoría de análisis que sobre este tipo de mercados se realizan, debido a la complejidad del sistema.

La metodología desarrollada para la depuración de los flujos óptimos DC permite una aproximación a las restricciones no sólo eléctricas sino operativas del sistema, conservando las exigencias computacionales y los tiempos de simulación en órdenes manejables.

In English

the purposes of this work. Minimum and maximum power ranges were considered inflexibility parameters for each generating plant, which are also one of the constraints involved in formulating the implemented DCOPFs models.

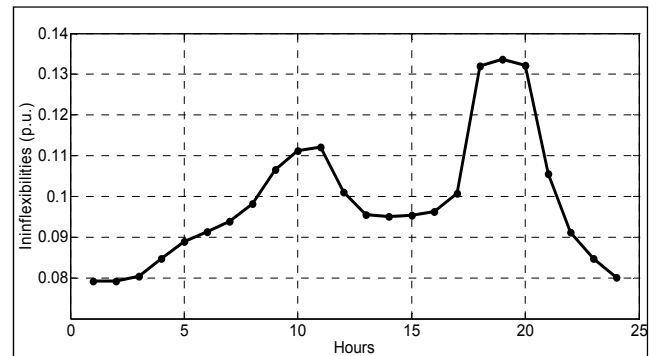


Figure 5. Characterising average inflexibilities expressed per unit of peak daily demand

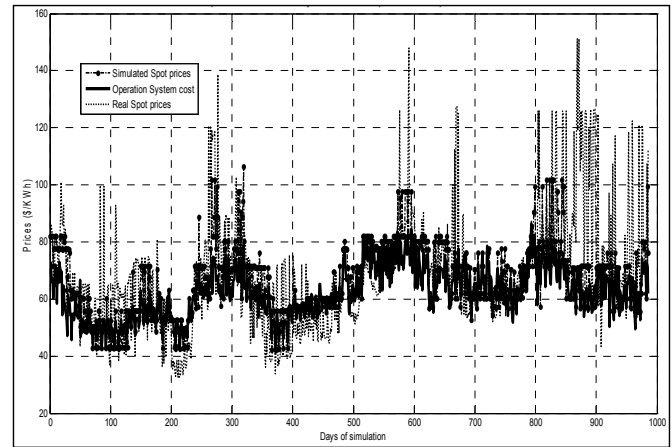


Figure 6. Comparing simulated spot prices, real spot prices and system operation costs during peak hour for 2001-2004

## Conclusions

The explicit implementation of the national power grid in a totally flexible and configurable tool is a very meaningful contribution to simulating the Colombian power market. This implementation led to using this tool as an experimental lab, systematically simulating economic dispatches with total control of demand profiles, bidding strategies and even power system set up. This task is not easily achieved with a commercial software package.

On the other hand, such implementation led to more accurate modelling of operating conditions in the Colombian power system, particularly of transmission network constraints which are traditionally neglected in most studies about the Colombian power market due to the complexity involved in a large-scale power system.

The methodology developed for adjusting DCOPFs led to more accurate assessment of electrical constraints and operational constraints, keeping the computational burden within reasonable ranges which is a critical issue in the work developed in this paper.

En español

Sobre las particularidades encontradas para el caso colombiano existen algunas cuestiones globales que vale la pena destacar a manera de conclusiones sobre el mercado. De las simulaciones realizadas para la caracterización de los costos de las restricciones en el sistema colombiano se encontró que su comportamiento en las horas de mayor congestión (hora pico) puede ser ajustado a una distribución paramétrica de probabilidad. Esta distribución consiste en una distribución *t*-student ajustada, cuya regularidad puede ser útil en el planteamiento de nuevos esquemas de compensación para las restricciones.

Por otra parte, se debe hacer énfasis en el carácter multinodal del sistema de transmisión nacional. Como resultado de las simulaciones realizadas sobre el sistema se encuentran grandes diferencias en los precios nodales promedio en las distintas áreas operativas del sistema de potencia, lo que reafirma su carácter multinodal. De hecho, si los precios nodales promedio hubieran sido similares esto querría decir que no hay grandes diferencias en el costo marginal de suplir una unidad adicional de demanda en cada área y por lo tanto un modelo uninodal sería adecuado.

Desafortunadamente éste no es el caso del mercado colombiano, siendo innegable que existe un problema estructural de él al considerar un modelo uninodal y no representar adecuadamente el efecto de las restricciones en la forma como se compensan las restricciones (reconciliación positiva y negativa), cuyas fórmulas de precio no reflejan el carácter multinodal del sistema (precios nodales). Es decir, las fórmulas actuales de compensación que comparan el precio de oferta contra el precio de bolsa estableciendo como precio de reconciliación un valor que gravita entre ambos precios (semisuma en algunos casos) no refleja adecuadamente las restricciones en cada área operativa, ya que no tienen un sustento técnico para ser establecidos de esa forma. El hecho de encontrar diferencias apreciables entre los precios nodales para cada área operativa del país sugeriría que se podría pensar en nuevas alternativas de mercado donde los precios de despeje se obtengan a través de los precios en cada área del sistema. Esta propuesta reflejaría de manera más exacta las rentas de congestión del sistema comparado con el esquema actual de reconciliaciones positivas y negativas del sistema, cuyas formas liquidatorias expresan promedios entre los valores de precios de oferta y precios de bolsa y no necesariamente el costo marginal de producir una unidad más de energía en un determinado punto de la red.

## Bibliografía / References

- Campuzano, C., Determinación de poder de mercado para los generadores en el sector eléctrico colombiano., Tesis de Maestría Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, 2002.
- Contreras, J., Klusch, M., Numerical solutions to nash-cournot equilibria in coupled constraint electricity markets., *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 2004, pp. 195–206.
- Daxhelet, O., Smeers, Y., Variational Inequality Models of Restructured Electricity Systems, Vol. Complementarity: Applications, Algorithms and Extensions, Kluwer Academic Publishers, 2001.
- Gallego, L. E., Modelamiento del comportamiento de la oferta de la energía eléctrica en el mercado colombiano., PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia, 2008.
- Hobbs, B., Linear complementarity models of nash-cournot competition in bilateral and poolco power markets., *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 2001, pp. 194–202.

In English

Some issues about Colombian power market particularities might be stated as general conclusions. The simulations led to finding that network constraint costs might be modelled as empirical probability distribution during power system peak hours. This distribution was location-scale Student-t probability distribution whose regularity could be useful in designing new schemes of compensating transmission network constraints.

On the other hand, the power system's multibus property must be emphasised in the Colombian power market structure. As a result of the achieved simulations, great differences were found in average LMP amongst different operational areas, confirming the Colombian power system's multibus property. In fact, if the simulations had shown a very similar pattern for the marginal costs of supplying an additional unit of demand in each operation area, a one-bus model might be considered a suitable model for representing the Colombian power market.

Unfortunately, this is not the case in Colombia, as a structural problem undeniable exists in the current power market, considering a one-bus model and not re-presenting the effect of network constraints using LMPs but instead using compensation formulas such as positive and negative reconciliation. In other words, the current compensating formulas comparing bidding prices to spot prices and establishing a compensating price between both prices (in some cases as a simple average) do not accurately represent the effect of network constraints, because this formulation lacks any technical background. The fact that LMPs were different in each operation area may suggest alternative market designs where clearing prices are based on each operation area's LMP. This alternative proposal would more accurately represent the effect of network constraints on system operational cost as well as congestion income by contrast with the current structure where simple averages between bidding and spot prices do not accurately represent the marginal cost of supplying one more unit of demand in a specific bus in the Colombian power system.

- Hobbs, B., Metzler, C., Pang, J. S., Calculating equilibria in imperfectly competitive power markets: An mpec approach., *IEEE Transactions on Power Systems*, 15, 2000, pp. 638–645.
- Hobbs, B., Pang, J., Nash-cournot equilibria in electric power markets with piecewise linear demand functions and joint constraints., *operations Research*, 55, 2007, pp. 113–127.
- Holland, J.), *Adaption in Natural and Artificial Systems.*, University of Michigan Press., 1975.
- Holland, J., *Induction: processes of inference, learning and discovery.*, MIT Press, 1986.,
- Jaramillo, A., La bolsa de energía eléctrica a la luz de la teoría de juegos., Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Ciencias Humanas, Maestría en Economía Energética y de los Recursos Naturales, 2002.
- Jaramillo, A., Sanint, E., Las restricciones en el mercado eléctrico colombiano., *Revista Energética*, 25, 2002, pp. 9–18.

- Joskow, P., Schmalensee R., *Markets for power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation.*, The MIT Press, 1983.
- Kirschen, D., Goran Strbac., *Fundamentals of Power System Economics.*, Wiley, 2005.
- Mészáros, Cs., Fast cholesky factorization for interior point methods of linear programming., *Computers & Mathematics with Applications*, 31(4/5), 1996, pp. 49–51.
- Rau, N., *Optimization principles Practical applications to the operation and markets of the electric power industry.*, IEEE Press. 2003.
- Murillo, C., Zimmermann, R., *Matpower 3.2.*, 2007. <http://www.pserc.cornell.edu>
- UPME., *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión, 2006 – 2020.*, Unidad de Planeación Minero Energética, 2006.
- Ventosa, M., Rivier, M., Ramos, A., *An mcp approach for hydrothermal coordination in deregulated power markets.*, in IEEE - PES Summer Meeting, Seattle, 2000.