

En español

Estudio sobre el papel de las restricciones de transmisión en la oferta de la energía eléctrica en Colombia

Luis Eduardo Gallego Vega¹ y
Oscar Germán Duarte Velasco²

RESUMEN

El presente artículo presenta los resultados de una investigación sobre el análisis del efecto que tienen las redes de transmisión sobre la cantidad esperada de energía a generar y sobre las estrategias de precio de oferta para los agentes del mercado eléctrico colombiano. El modelo desarrollado implementa el sistema de transmisión nacional (STN) y simula los procesos de despacho económico reales a través de flujos óptimos de potencia. Esta metodología permite el análisis de problemas estructurales del mercado debido al efecto exclusivo de las redes de transmisión y al efecto conjunto de las estrategias comerciales de oferta en un ambiente con restricciones de transmisión. Para realizar este análisis se propone el uso de nuevas variables que cuantifican los cambios en la generación real esperada y el impacto de cada agente sobre el costo de operación del sistema. Finalmente, se presenta un análisis de correlación para estas nuevas variables, las cuales reflejan comportamientos altamente lineales para algunos agentes del mercado.

Palabras clave: restricciones eléctricas, precios de oferta, flujos óptimos de potencia, estrategias de oferta, mercados de electricidad.

Recibido: mayo 29 de 2009

Aceptado: junio 20 de 2010

Introducción

El sector eléctrico mundial ha venido afrontando una serie de reformas estructurales muy importantes desde hace más de 20 años. En términos generales, tales reformas tienen como objetivo fundamental el incremento en la eficiencia de la producción de energía aumentando la calidad en el servicio a precios cada vez más competitivos.

En este nuevo contexto de mercados desregulados los agentes generadores están obligados a participar de un mercado donde el precio de oferta de la energía es una de las variables más importantes, ya que a través de ésta se refleja no sólo el comportamiento estratégico de los agentes sino también la percepción de riesgos del mercado, entre los cuales se cuentan tanto el de precio como el de cantidad.

¹ 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

² 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. ogduartevel@unal.edu.co

In English

The effect of electric transmission constraints on how power generation companies bid in the Colombian electrical power market

Luis Eduardo Gallego Vega³ and
Oscar Germán Duarte Velasco⁴

ABSTRACT

This paper presents the results of research about the effect of transmission constraints on both expected electrical energy to be dispatched and power generation companies' bidding strategies in the Colombian electrical power market. The proposed model simulates the national transmission grid and economic dispatch by means of optimal power flows. The proposed methodology allows structural problems in the power market to be analysed due to the exclusive effect of transmission constraints and the mixed effect of bidding strategies and transmission networks. A new set of variables is proposed for quantifying the impact of each generation company on system operating costs and the change in expected dispatched energy. A correlation analysis of these new variables is presented, revealing some interesting linearities in some generation companies' bidding patterns.

Keywords: electrical constraint, bidding price, optimal power flow, bidding strategy, power market.

Received: may 29th 2009

Accepted: jun 20th 2010

Introduction

The electricity generating sector has been facing a set of meaningful reforms during the last 20 years aimed at increasing energy production efficiency and power quality at competitive prices.

Within the new context of deregulated markets, generation companies (GENCOs) must bid a price for their produced electric energy reflecting not only their strategic behaviour, but also their risk perception about the market which might be classified as price risk and quantity risk.

³ 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

⁴ 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. ogduartevel@unal.edu.co

En español

El riesgo de cantidad hace referencia al asociado al volumen esperado de energía despachada, en cuya estimación cobran vital importancia las restricciones eléctricas del sistema de transmisión en el cual funciona el mercado. En otras palabras, resulta lógico pensar que debido a la situación de las plantas generadoras dentro de la red de transmisión, algunos agentes tengan mayor oportunidad de ser despachados debido a problemas de carga atrapada en el sistema o generaciones forzadas, situaciones que pueden ser explotadas por los agentes para distorsionar los precios del mercado.

Para abordar este problema se han intentado diversas estrategias que conjugan teoría microeconómica, optimización de gran escala y teoría de juegos. Entre los enfoques más populares se encuentra el de la teoría de equilibrios, en la que se busca encontrar una condición para la cual ningún agente tenga incentivos a desviarse de su estrategia, ya que hacerlo le resultaría menos favorable que mantener su estrategia actual (equilibrios de Nash, Hobbs, 2001). Los modelos de Cournot son los más populares, donde las estrategias de oferta se dan en términos de cantidades, y pueden ser transformados como problemas de optimización a gran escala para obtener las condiciones de equilibrio en mercados eléctricos bajo una representación explícita de las restricciones de transmisión. Algunos de los trabajos más importantes en este sentido se encuentran en Contreras y Klusch, 2004; Daxhelet y Smeers, 2001; Hobbs, 2000; Hobbs y Pang, 2007; y Ventosa *et al.*, 2000.

Una versión más sofisticada de los modelos de Cournot son los de equilibrios de curvas de oferta, en los cuales las estrategias de oferta se dan en términos de precios y cantidades. Esta idea fue desarrollada inicialmente por Klemperer y Meyer (1989) y retomada por Green y Newbery (1992). Para que este modelo sea tratable muchos autores lo han trabajado utilizando funciones lineales en la curva de demanda, los costos marginales y las curvas de oferta. Algunos de los trabajos más importantes en esta área son los de Anderson y Xu, 2001; Green y Newbery, 1992; Green, 1996; Weber y Overbye, 1999.

Para el caso colombiano, los 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, en el caso de la bolsa de energía de Colombia, el impacto comercial de las restricciones eléctricas mediante teoría de juegos clásica con una representación típica de matriz de pagos, con el fin de determinar el conjunto de estrategias óptimas de oferta. Campuzano y Smith (2002) analizan el poder de mercado de los generadores colombianos sobre los límites de propiedad en recursos de generación. El modelo analiza cada una de las áreas operativas del sistema de transmisión nacional, cuyo despacho está basado en un modelo uninodal del sistema, en el cual las capacidades de las líneas de transmisión no son consideradas (despacho ideal).

A diferencia de otros trabajos, esta investigación es la primera en el país en considerar el efecto de las restricciones sobre el comportamiento de la oferta de energía, basado en un modelamiento explícito del sistema de transmisión nacional y en un modelamiento del proceso de despacho económico.

In English

Quantity risk is associated with expected dispatched energy in which electrical network constraints play a vital role. In other words, it is reasonable to think that due to the location of their generating plants in an electrical transmission network, power from some GENCOs might have a better chance of being dispatched mainly caused by trapped load in the electricity generating system or forced generation, situations which might be exploited by GENCOs to distort power market prices.

Facing this problem may traditionally combine different focuses, such as microeconomic theory, large-scale optimisation and game theory; equilibrium theory seems to be one of the most popular among such focuses. The main objective in equilibrium theory is to find a particular condition or equilibrium in which none of the players have incentives to change their selected strategy, given that this change might result in lower payoff (Nash equilibrium, Hobbs 2001). Cournot models are also very popular. Bidding strategies are submitted in terms of quantity in these models (i.e. MWh) which might be treated as large-scale optimisation problems to find equilibrium in a power market having an explicit representation of electrical transmission network constraints. Some of the most important works dealing with this approach might be found in the following: Hobbs, 2000; Daxhelet and Smeers, 2001; Ventosa *et al.*, 2000; Contreras and Klusch, 2004; Hobbs and Pang, 2007.

The so-called supply curve equilibrium models are a more sophisticated version of Cournot models in which bidding strategies are submitted in terms of both quantity (MWh) and price (US\$/MWh). This approach was initially developed by Klemperer and Meyer (1989) and reviewed by Green and Newbery (1992). This approach's most distinguishable characteristic is that, in order to make it mathematically treatable, many authors have considered several variables such as demand, marginal costs and supply curves as being linear functions. Some of the most important works following this approach might be found in the following: Green and Newbery, 1992; Green, 1996; Weber and Overbye, 1999; Anderson and Xu, 2001.

In the case of Colombia, the previous studies have analysed the effect of electrical constraints in a more descriptive way by assessing GENCO bidding behaviour in each operation area of the national transmission system without representing the power flow optimisation problem involved in electrical networks. Jaramillo (2002) and Jaramillo and Sanint (2002) have studied the commercial impact of electrical constraints on the Colombian spot market. These studies have used a classic game-theory approach, having a typical payoff matrix representation for determining a set of optimal bidding strategies. Campuzano and Smith (2002) have analysed the market power for several Colombian GENCOs for reviewing proposed owing limits in generation plant resources in Colombia. The model analysed each operation area in the national transmission system, electrical dispatch being based on a one-bus model in which transmission line capacity limits have been completely neglected.

Unlike previous work, the present research is the first in Colombia to consider the effect of electrical network constraints on Colombian power market energy bidding behaviour based on an explicit modelling of the national transmission system and modelling electrical economic dispatch.

En español

Adicionalmente, el comportamiento de los agentes está basado en los precios de oferta reales exhibidos por ellos durante la operación diaria del mercado mayorista. Finalmente, 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 del que 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. Esta información fue suministrada por XM en desarrollo del proyecto de investigación "Modelamiento del comportamiento de la oferta de energía eléctrica en el mercado colombiano", cofinanciado por la División de Investigaciones de Bogotá (DIB) de la Universidad Nacional de Colombia.

Metodología de análisis del efecto de las restricciones

En esta sección se describe la metodología propuesta para analizar el efecto de las restricciones de transmisión sobre las estrategias de oferta. Esta metodología se presenta en cuatro etapas bien diferenciadas. En la primera se modela el sistema de transmisión nacional y la operación del sistema de potencia colombiano. En la segunda etapa se define un conjunto de nuevas variables para estudiar el efecto de las restricciones sobre las estrategias de oferta. En la tercera se pretende estimar el efecto exclusivo de las redes de transmisión al considerar perfiles uniformes de oferta para todos los agentes considerados, con el propósito de detectar las características estructurales del mercado funcionando bajo una red con restricciones, pero aislando las estrategias comerciales de cada agente. Finalmente, se estima el efecto conjunto de las estrategias de oferta y las redes de transmisión, a través de simulaciones basadas en los perfiles de oferta diferenciados por agente, basados en los precios de oferta reales de los agentes.

Modelamiento del sistema de transmisión nacional

Los análisis planteados en este artículo fueron posibles después de realizar un modelamiento explícito del sistema de transmisión nacional. Tal modelo fue implementado siguiendo el Plan de Expansión de Referencia 2006-2020 (UPME, 2006), que contempla todas las centrales de generación del sistema y la totalidad de las líneas de transmisión del país. Un resumen del sistema finalmente implementado se presenta en la tabla 1.

Tabla 1. Resumen, sistema de transmisión implementado

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

De igual 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. El modelamiento se hizo con la herramienta Matpower (Murillo y Zimmermann, 2007), un paquete implementado en lenguaje Matlab para resolver flujos de carga y flujos óptimos de potencia que tiene la ventaja de ser totalmente adaptable, pues sus parámetros de entrada siguen siendo representaciones matriciales de los sistemas de potencia.

In English

GENCO behaviour is based on real bidding prices exhibited by them during daily Colombian power market operation. Due to recent confidentiality regarding each generation plant's bidding prices, this analysis has been based on the bidding prices submitted by all Colombian GENCOs from 2001 to 2004 stored in the Colombian power market database (NEON). This information was provided by XM (the independent system operator (ISO) in Colombia) in developing a research project called, "Modelling Colombian power market energy bidding behaviour," supported by the Universidad Nacional de Colombia's Research Division in Bogotá.

Methodology for analysing the effect of electrical constraints

This section analyses the effect of electrical network constraints on bidding. The methodology consists of four well-differentiated stages. The first stage modelled the national transmission system and Colombian power system operation. The second stage defined a set of new variables for studying the effect of electrical constraints on bidding strategies. The third stage estimated the *exclusive* effect of transmission networks by considering *uniform* bidding profiles for all GENCO considered. This was aimed at detecting the structural characteristics of a market working for a network having electrical constraints, but diminishing the effect of GENCO bidding strategies. The last stage estimated the mixed effect of both transmission network constraints and bidding strategies by means of a set of simulations based on the differentiated bidding profiles of each GENCO which are also based on the real bidding prices submitted by them.

Modelling the national transmission system

The explicit modelling of the national transmission system was implemented by following the Transmission Expansion Reference Plan 2006-2020 (UPME, 2006) which considered the totality of generation plants and transmission lines. Table 1A presents a summary of the finally implemented system.

Table 1. Summary of the implemented transmission system

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

Similarly, national demand was associated with 259 buses in which power factors and distribution factors were known. The modelling was carried out using the MATPOWER tool (Murillo and Zimmermann, 2007), which is an adaptive MATLAB-based tool for solving optimal power flows (some system parameters can be changed by following power system matrix representations).

En español

Esta característica hace posible la simulación iterativa de muchos casos de despacho y modificación de algunos valores sobre las matrices económicas para distintas condiciones de demanda, oferta, configuración del sistema, etcétera.

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. Se adoptó el modelo de flujos óptimos DC (Wood y Allenberg, 1996), en el cual se minimiza el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de capacidad de cada línea de transmisión y a los límites de potencia mínima y máxima para cada unidad generadora del sistema. Este modelo fue adoptado porque presentó menos problemas de convergencia con respecto a la versión AC, y su solución es mucho más rápida y eficiente (segundos). Es importante recordar que este modelo despreja 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 otra parte, se modeló el comportamiento de la oferta para 35 plantas de generación, que constituyen el 91% de la capacidad instalada total del país. El 9% restante corresponde en su mayoría a 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 ofrece en la tabla 2.

Tabla 2. Resumen, parque generador modelado.

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

Finalmente, el sistema de transmisión nacional colombiano opera bajo un modelo por áreas operativas en las que se comparten límites de exportación e importación. En esta investigación las áreas operativas siguen la clasificación utilizada por el agente operador del mercado, en la que el sistema de potencia está dividido en seis áreas operativas, así: Caribe, Caribe 2, Oriental, Suroccidental, Antioquia-San Carlos (ASC) y Nororiental. Adicionalmente, la participación de agentes generadores muestra un comportamiento duopólico en cada área operativa.

In English

This characteristic led to iteratively simulating many economic dispatch cases by modifying load conditions, bidding prices, power system configuration, etc.

The economic dispatch problem was treated as the solution of optimal power flows applied to the national transmission system (NTS). Optimal power flows were based on the bidding prices submitted by each GENCO for each of their generation plants. DC optimal power flow was adopted (Wood and Allenberg, 1996) in which the operation system cost is minimised subject to transmission line capacity and minimum and maximum generated power for each plant modelled. This model was adopted because it was more robust than the AC model in terms of convergence, efficiency and speed. It should also be noted that this model neglects both active power losses and reactive power flows for voltage support; however, such reactive power flows cannot be traded over wide areas due to high reactive power loss in the transmission lines (Kirschen and Strbac, 2005). In fact, given the current structure of the Colombian power market, reactive power is not tradable, although it might be remunerated as an ancillary service in the future.

The bidding behaviour of 35 generation plants was modelled, implying 91% of total installed capacity in Colombia. The remaining 9% are minor generating plants which are not obligated to bid in the Colombian power market. These 35 plants are grouped into 10 GENCOs which are a very representative sample of the Colombian market. Table 2 presents a summary of the GENCOs modelled here.

Table 2. Summary of GENCOs modelled here

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

Colombian power system operation is based on the concept of operation areas, determining limits on importing and exporting energy amongst them. This research follows the Colombian ISO area classification (XM S.A.); the Colombian power system is thus divided into six areas as follows: (i) Caribe, (ii) Caribe 2, (iii) Eastern, (iv) South-western, (v) Antioquia-San Carlos (ASC), and (vi) North-eastern area. GENCO participation showed duopoly behaviour inside each operational area.

Nuevas variables de análisis

En esta sección se describen las nuevas variables sobre las cuales se realizarán los posteriores análisis dentro de la metodología propuesta. En principio, estas variables de análisis son de dos tipos. El primero se refiere a la cantidad generada (MWh) por cada uno de los agentes como resultado del despacho económico (flujos óptimos), la que llamaremos generación real. El segundo tipo aborda el impacto en el costo de operación del sistema al disponerse de 1 MW menos de capacidad instalada de generación por parte del agente, a la que llamaremos costo reducido.

Ahora bien, es de especial interés estimar el cambio de cada uno de estos tipos de variables bajo escenarios con restricciones y sin restricciones. Este análisis da lugar a las siguientes nuevas variables:

Cambio en la generación real (ΔCr): consiste en la diferencia en las generaciones de cada agente bajo un despacho con restricciones, con respecto a un despacho sin éstas. Ese cambio puede ser positivo o negativo, y en cada caso posee un significado distinto. Así, un cambio *positivo (negativo)* o *ventana (techo)* de generación implica que por efecto de las restricciones de transmisión y las estrategias de oferta su energía despachada *aumenta (disminuye)* con respecto a un escenario sin restricciones.

Por ejemplo, si el cambio para la generación real del agente EPM es de 300 MW (-300 MW) a la hora 19, esto querría decir que, debido a las restricciones del sistema y a sus estrategias de oferta, este agente genera 300 MW más (menos) que los que generaría en una condición de capacidad infinita de transmisión. A su vez, esta cantidad representa una oportunidad (límite) para tal agente, ya que es técnicamente necesario en 300 MW más (menos) de lo que es necesario económicamente.

Cambio en el costo reducido ($\square Cr$): consiste en la diferencia entre el costo reducido al considerar las restricciones de transmisión y el costo reducido al no considerarlas. Nuevamente, este cambio puede ser positivo o negativo y en cada caso posee un significado distinto. Así, un cambio *positivo (negativo)* o

incremento (decremento) del impacto en el costo de la operación implica que el valor en que se incrementaría el costo de la operación por cada MW indisponible bajo un escenario con restricciones es mayor (menor) que el valor obtenido en un escenario sin restricciones.

Por ejemplo, si el cambio para el costo reducido del agente EPM es de 100\$/MW (-100\$/MW) a la hora 19, esto significaría que, debido a las restricciones del sistema y a sus estrategias de oferta, este agente incrementa (decrementa) su impacto en el costo de operación del sistema al reducir su generación en 1 MW en \$100 más (menos) que el valor con que impactaría sobre el costo de operación del sistema en un escenario sin restricciones. A su vez, este valor reflejaría que tal agente tendría técnicamente la capacidad de elevar en mayor (menor) grado el costo de operación, gracias a las restricciones del sistema, de lo que económicamente podría elevarlo.

Relación entre cambios en costo reducido (ΔCr) contra cambios en generación real (ΔCr): esta nueva relación (R_{cg}) indica cuánto variaría el impacto de un agente sobre el costo de operación del

New proposed variables

This section describes the set of new variables which are going to be considered during analysis using the proposed methodology. These new variables are of two types; the first is related to a GENCO's generated quantity of energy (MWh) resulting from an economic dispatch (*real generation* hereinafter) whilst the second is related to the impact on the system operation cost when 1 MW less of GENCO installed capacity is available (*reduced cost* hereinafter).

Estimating the change or delta in either of these variables was most interesting when considering constraint and non-constraint scenarios. This idea led to proposing the following new variables.

Variation in real generation (ΔCr): consists of subtracting GENCO generated quantities regarding an electrical constrained and unconstrained dispatch scenario. Such variation might be positive or negative leading to opposite meanings. So, a positive(negative) variation which might be interpreted as being a window(cap) in generation, respectively, implies that, by considering electrical network constraints and bidding strategies, its dispatched energy increases(decreases) by contrast with an unconstrained scenario.

For instance, if ΔCr for GENCO EPM is 300MW (-300MW) at hour 19, this means that, due to both network constraints and bidding strategies, this GENCO generates 300MW more(less) compared to its generation in an unconstrained scenario (infinite transmission line capacity). In this regard, such quantity represents an opportunity(cap) for this GENCO because it must *technically* generate 300MW more(less) of what is economically necessary.

Variation in reduced cost (ΔCr): consists of subtracting GENCOs reduced cost regarding an electrical constrained and unconstrained dispatch scenario. Again, this variation might be positive or negative leading to opposite meanings.

So, a positive(negative) variation or increases(decrease) of the impact on system operation cost implies that, by considering electrical network constraints and bidding strategies, the value at which system cost increases per unavailable MW is greater(less) than that value obtained in an unconstrained scenario.

For instance, if ΔCr for GENCO EPM is 100\$/MW (-100\$/MW) at hour 19, this means that, due to both network constraints and bidding strategies, this GENCO, by reducing its generation by 1 MW, increases (decreases) its impact on system operation cost by \$100 more(less) than the value at which this GENCO would have an impact on system operation cost in an unconstrained scenario. In this regard, this value implies that this GENCO *technically* has the chance to increase, to a more(less) degree, the system cost of what it could increase it in just an *economic* sense.

Ratio between reduced cost variation (ΔCr) and real generation variation (ΔCr): this new ratio (R_{cg}) indicates how much the impact of a GENCO on system cost varies per MW. Its dispatched energy

En español

del sistema por cada MW que varíe su despacho con respecto a un escenario sin restricciones, así:

$$R_{cg} = \frac{\partial(\Delta C_r)}{\partial(\Delta G_r)}$$

Ahora bien, debe ser claro el significado del signo de esta relación, ya que un signo positivo (negativo) implica una relación directa (inversa) entre los cambios de generación real y costo reducido.

Por ejemplo, un agente con un valor de R_{cg} igual a 10 \$/MW, indicaría que su impacto sobre el costo de operación aumenta \$10 cuando su generación real aumenta 1 MW con respecto a un escenario sin restricciones, o por el contrario, su impacto sobre el costo de operación disminuye \$10 si su generación real disminuye 1 MW con respecto a un escenario sin restricciones (relación directa).

Por el contrario, un agente con un valor de R_{cg} igual a -10\$/MW indicaría que su impacto sobre el costo de operación aumenta \$10 cuando su generación real disminuye 1 MW con respecto a un escenario sin restricciones, o, por el contrario, su impacto sobre el costo de operación disminuye \$10 si su generación real aumenta 1 MW con respecto a un escenario sin restricciones (relación inversa).

Efecto exclusivo de las redes de transmisión. Estrategias uniformes de oferta

En general, la cantidad a despachar por un agente generador está en función de muchos factores técnicos y económicos. Sin embargo, para efectos de los flujos óptimos de potencia la generación real (G_r) de los agentes depende de las restricciones eléctricas y operativas, los precios de oferta y la demanda, así:

$$G_r = f(\text{restricciones, oferta, demanda})$$

Ahora bien, con el propósito de mitigar el efecto de las estrategias comerciales de los agentes, se utilizarán perfiles uniformes de oferta. De esta manera se puede determinar el efecto único de los límites de transporte de las redes de transmisión. Este análisis se realizó en distintos pasos, así:

1. Se simularon flujos de potencia óptimos con el propósito de reproducir el despacho económico horario del sistema colombiano. Estos flujos están basados en los perfiles uniformes de oferta de los agentes (ofertas iguales) y en un aumento progresivo de la demanda con pasos de 20 MW desde 3.000 MW hasta 8.000 MW. La idea de este aumento progresivo es observar el comportamiento de las restricciones a medida que la red se va "congestionando", considerando los límites reales de cada una de las líneas de transmisión del sistema (617 líneas de transmisión). Como resultado se obtienen las generaciones reales y los costos reducidos de todas las centrales para cada nivel de demanda.
2. Se efectuó el mismo procedimiento del paso anterior pero esta vez considerando capacidad infinita para todas las líneas de transmisión.
3. Se estableció la diferencia entre los costos reducidos y generaciones reales por central y para cada nivel de demanda bajo los dos escenarios mencionados.
4. Se hizo un análisis agregado por áreas operativas (análisis inter-áreas), con el fin de observar el comportamiento de los cambios de generación real y costos reducidos para los distintos niveles de demanda.

In English

also varies by contrast with an unconstrained scenario. R_{cg} is defined as follows:

$$R_{cg} = \frac{\partial(\Delta C_r)}{\partial(\Delta G_r)}$$

The meaning of the sign for this ratio should now be clear because a positive(negative) sign implies a direct(inverse) relationship between real generation and reduced cost variations.

For instance, a GENCO having an R_{cg} value of 10\$/MW implies that its impact on system cost increases(decreases) by \$10 when its real generation also increases(decreases) by 1MW by contrast with an unconstrained scenario (direct relationship).

On the contrary, a GENCO having an R_{cg} value of -10\$/MW implies that its impact on system cost increases(decreases) by \$10 when its real generation decreases(increases) by 1MW by contrast with an unconstrained scenario (inverse relationship).

Exclusive effect of transmission networks –uniform bidding strategies

The quantity to be dispatched is generally a function of many technical and economic factors. However, in terms of optimal power flows, real generation (G_r) depends on electrical and operational constraints, bidding prices and demand, as follows:

$$G_r = f(\text{constraints, bidding prices, demand})$$

Uniform bidding profiles are used to mitigate the effect of GENCOs' commercial strategies. The exclusive effect of transmission line capacity limits might be assessed. This analysis was carried out in several stages as follows:

1. Optimal power flows were simulated to emulate hourly economic dispatch in the Colombian power system. These power flows were based on both uniform bidding profiles (equal bidding prices) and progressive increase in power demand from 3GW to 8GW (20MW steps). The main idea behind such progressive increase was to observe electrical constraints behaviour as the network was becoming "congested", considering real transmission capacity limits in each transmission line in the Colombian power system (617 transmission lines approximately). Real generations and reduced costs for every generation plant were thus obtained for each power demand level.
2. The procedure described in section 1 was repeated, but infinite transmission line capacity was considered.
3. A subtraction between constrained and unconstrained scenario was made for real generation and reduced costs at each particular power demand levels.
4. An aggregated analysis for each operation area (inter-area analysis) was carried out to estimate the behaviour of both real generation and reduced cost variations as a function of power demand.

En español

De esta forma, se observa progresivamente el efecto de la congestión de las líneas de transmisión sobre las variables anteriormente mencionadas.

5. Se llevó a cabo un análisis desagregado, observando el comportamiento de las variables de análisis de la sección anterior, para cada agente generador en los duopolios en cada área operativa (análisis intraáreas).

Análisis interáreas operativas

La figura 1 muestra el comportamiento del cambio promedio en la generación real ΔGr por cada área operativa para los niveles de demanda considerados.

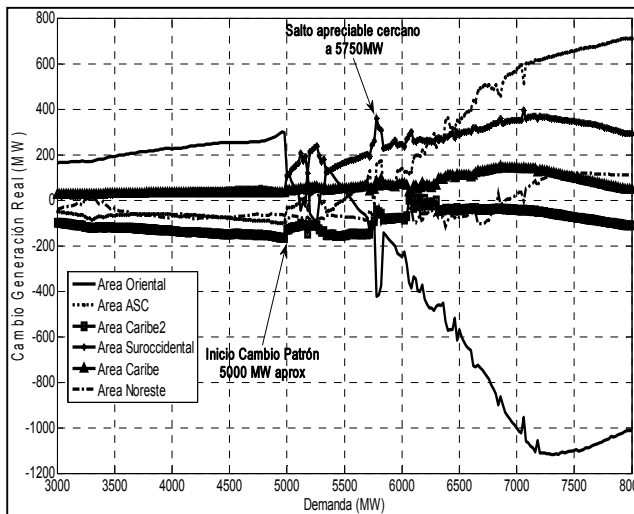


Figura 1. Cambio en la generación real por áreas operativas del STN con respecto a un escenario sin restricciones usando estrategias uniformes de oferta.

Como puede verse en la figura 1, hasta un nivel de demanda de 5.000 MW se presenta un comportamiento estable de los cambios de generación real. Sin embargo, la aparición de “techos” y “ventanas” de generación comienza a ser apreciable a partir de este valor de demanda.

En particular, el área Oriental se comporta como un techo de generación a partir de 5.300 MW aprox. (-0.8 MW/MW demandado aprox.), mientras que el área ASC aumenta su generación real después de 5.300 MW de manera sostenida (ventana de generación), coincidiendo con la caída en el área oriental. Esta condición particular puede representar para los agentes de esta zona (ASC), una condición de posición dominante desde el punto de vista estructural. Al respecto es importante aclarar que dicha condición solamente es debida a la estructura de la red de transmisión y sus capacidades de transporte, ya que en ningún momento los agentes están ofertando bajo alguna estrategia comercial (perfiles uniformes).

Por otra parte, las áreas Caribe y Noreste tienen un comportamiento relativamente constante a medida que la demanda va creciendo, mientras que el área Suroccidental manifiesta tendencia a comportarse como ventana de generación.

Análisis intraáreas operativas

En esta sección se ofrece un análisis desagregado por áreas operativas observando el comportamiento de los agentes en cada una de ellas.

In English

It was thus possible to observe the progressive effect of power congestion on the previously mentioned variables.

5. A disaggregated analysis for each GENCO inside operation areas (intra-area analysis) was made for observing the proposed variables' behaviour.

Inter-area analysis

Figure 1 shows the behaviour of average ΔGr for each operational area as a function of power demand.

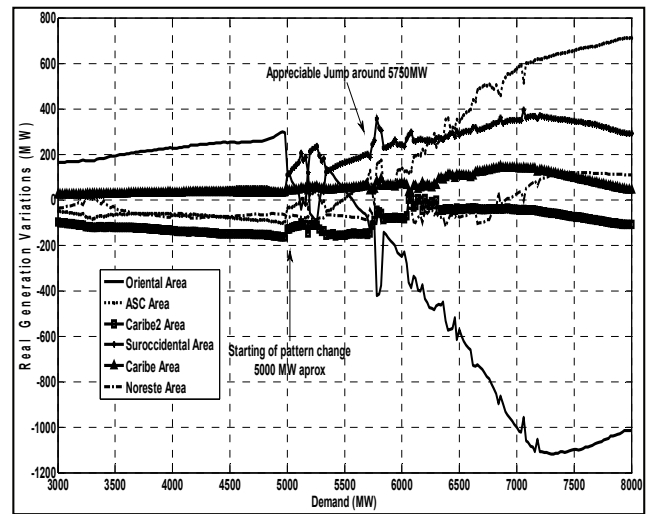


Figure 1. Real generation variation as a function of power demand using uniform bidding strategies.

Figure 1 shows that real generation variations exhibited stable behaviour up to 5GW power demand. However, when power demand rose above 5GW some appreciable changes appeared as generation “caps” and “windows”.

The Eastern area particularly behaved as a generation cap starting from 5.3 GW having an approximated -0.8MW per MW demanded slope while the ASC area increased its real generation variation in a sustained way (generation window) coinciding with the decrease in the Eastern area. This particular situation might represent a dominant position in the power market for GENCOs located in the ASC area. It should thus be stressed that this condition was caused exclusively by the electrical network configuration and its transmission capacity limits, given that none of the GENCOs were submitting bidding prices following any bidding strategy (uniform bidding profiles).

On the other hand, the Caribe and North-eastern areas showed relatively constant behaviour as demand increased, while the South-western area tended to behave as a generation window.

Intra-area analysis

This section presents a disaggregated analysis, observing GENCO behaviour in each operational areas.

En español

1. Área Oriental: Los resultados para el área operativa Oriental son ilustrados en la figura 2. En esta figura se puede apreciar que el parque de generación de Emgesa experimenta con mayor severidad el “techo de generación” de la zona Oriental. Adicionalmente, con respecto a los cambios en los costos reducidos, éstos empiezan a tener algún valor a partir de altos valores de demanda (7.200 MW), como es esperable; sin embargo, estos cambios solamente son apreciables para el agente Emgesa y no parecen ser muy significativos.

2. Área Antioquia-San Carlos (ASC): Los resultados para el área operativa ASC son reseñados en la figura 3. Con referencia a los cambios en los costos reducidos podemos decir que éstos son apreciables a partir de los 6.500 MW de demanda. De hecho, se observa una gran similitud en el comportamiento de estos cambios para los dos agentes dominantes del área (EPM e Isagen). Por otra parte, los valores de cambio de costo reducido siguen un comportamiento creciente con la demanda, especialmente durante las horas pico del sistema.

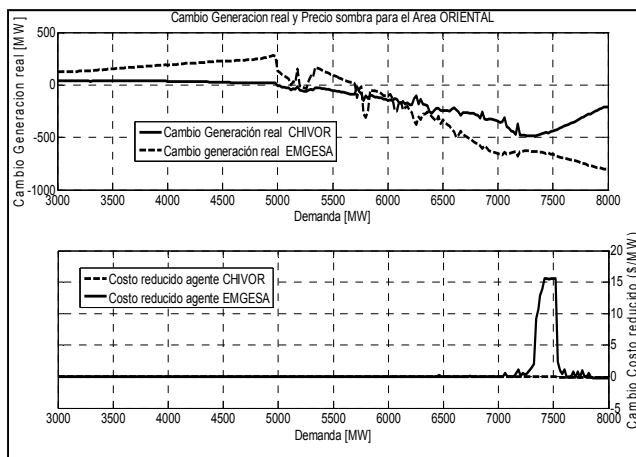


Figura 2. Cambio en la generación real y en el costo reducido, área Oriental (estrategias uniformes).

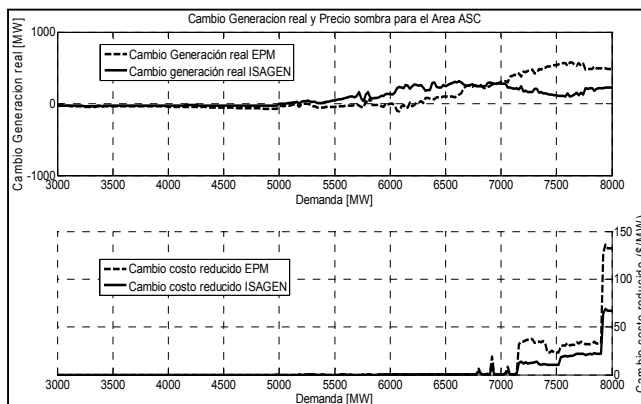


Figura 3. Cambio en la generación real y en el costo reducido, área ASC (estrategias uniformes).

Estos impactos sobre el costo de la operación son del orden de hasta \$220 si se toman de manera agregada los dos agentes. No obstante, el agente EPM es el que más impacto tiene sobre el costo de operación del sistema. Con respecto a los cambios en generación real, son apreciables unas ventanas de generación a partir de los 5.000 MW de demanda agregada.

In English

1. Eastern area: Figure 2 shows the results for the Eastern area. It can be observed that EMGESA experienced the generation cap in the Eastern area with greater severity. Reduced cost variations began to be appreciable for high power demand values, as expected (from 7.2 GW); however, these variations were only appreciable for EMGESA and were relatively small.

2. The ASC area: Results for the ASC area are shown in Figure 3. Regarding reduced cost variations, these values started being appreciable from 6.5 GW. GENCO behaviour was very similar for ISAGEN and EPM, having an increasing trend during peak demand hours.

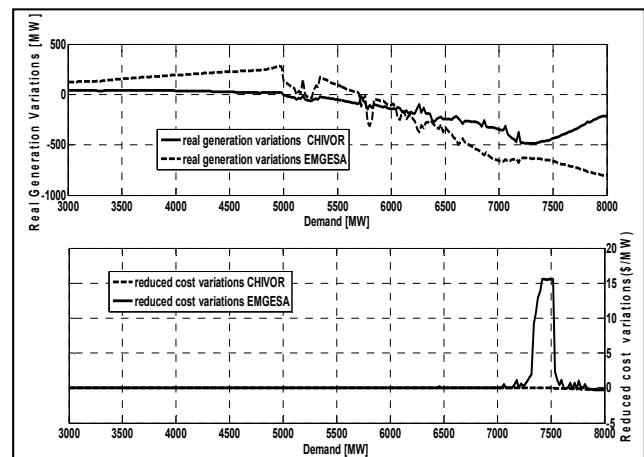


Figure 2. Real generation variations and reduced cost variations in the Eastern area using uniform bidding strategies

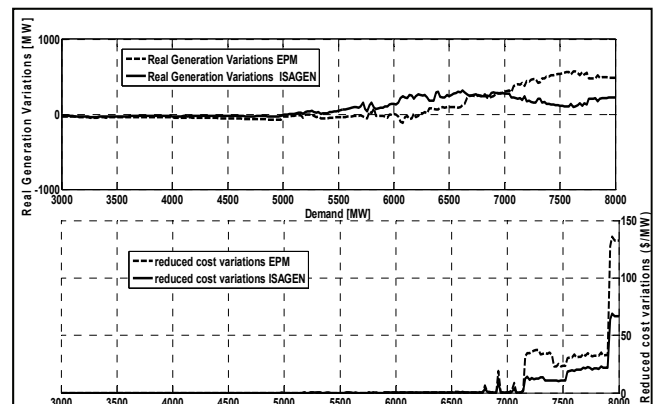


Figure 3. Real generation variations and reduced cost variations in the ASC area using uniform bidding strategies

This impact on system operation costs reached \$220 values when both GENCOs were considered aggregated. However, EPM was the GENCO having the highest impact on system cost. Regarding real generation variations, some generation windows were appreciable starting from 5 GW.

En español

En el periodo de 5000 a 6500 MW, se presenta un mayor crecimiento de esta ventana de generación para el agente ISAGEN, sin embargo, después de este valor, es el agente EPM el que experimenta un mayor crecimiento para esta variable. Es importante notar que este “punto de inflexión” alrededor de los 6500 MW coincide con la aparición de valores positivos para los cambios en los costos reducidos.

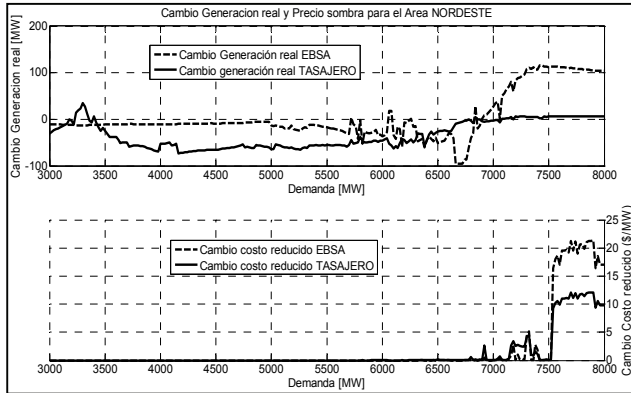


Figura 4. Cambio en la generación real y en el costo reducido, área Noreste (estrategias uniformes).

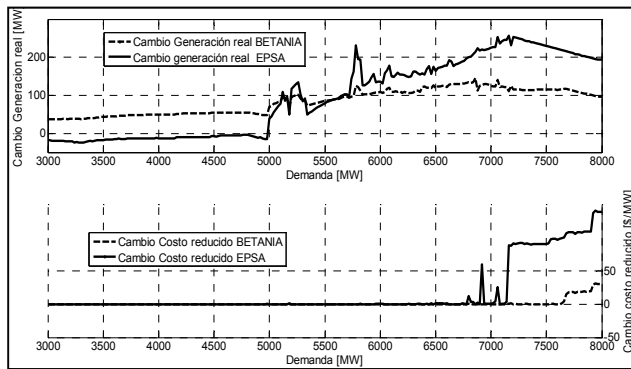


Figura 5. Cambio en la Generación real y en el costo reducido Area Suroccidental (Estrategias uniformes)

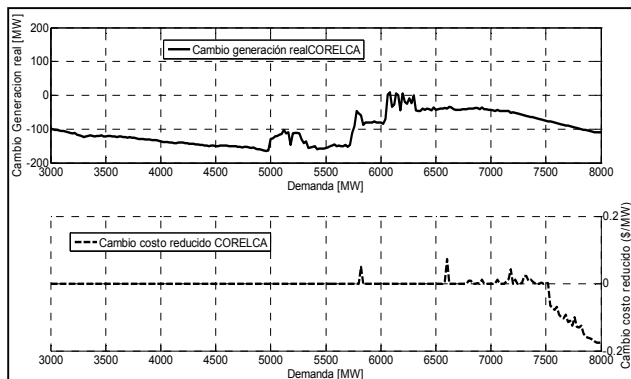


Figura 6. Cambio en la Generación real y en el costo reducido Area Caribe 2 (Estrategias uniformes)

3. Área Noreste: Los resultados para el área operativa Noreste son ilustrados en la figura 4. Esta área operativa posee un parque predominantemente térmico, el cual parece experimentar una ventana de generación solamente a partir de los 6700 MW de demanda nacional.

In English

Regarding real generation variations, some generation windows were appreciable starting from 5 GW. In the 5 to 6.5GW range, GENCO ISAGEN presented greater growth in this generation window; however, beyond 6.5GW, GENCO EPM exhibited greater growth. This inflection point around 6.5 GW coincided with the appearance of positive values for reduced cost variations.

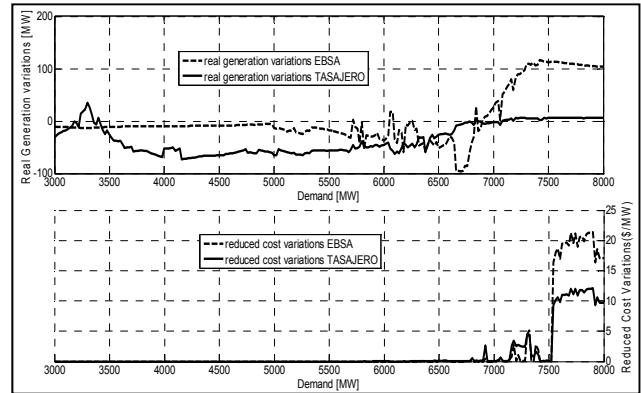


Figure 4. Real generation variations and reduced cost variations in the North-eastern area using uniform bidding strategies

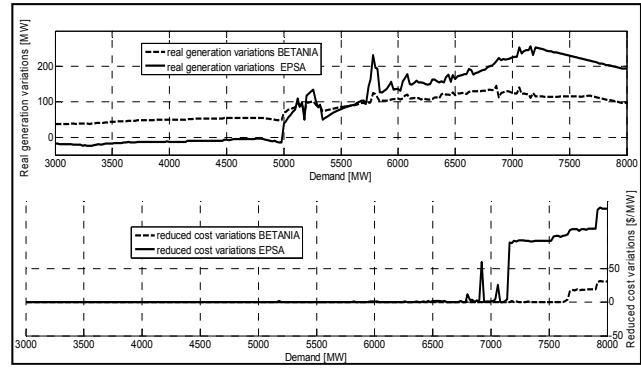


Figure 5. Real generation variations and reduced cost variations in the South-western area using uniform bidding strategies

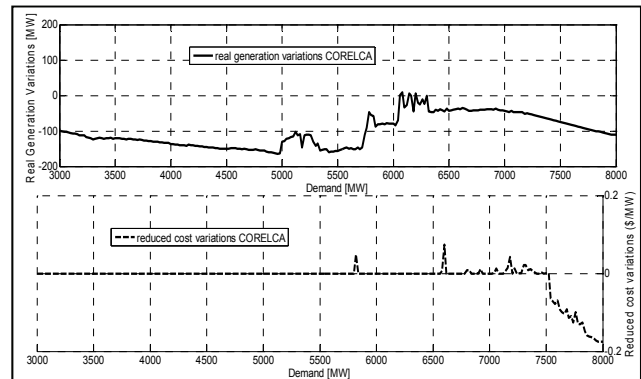


Figure 6. Real generation variations and reduced cost variations in the Caribe 2 area using uniform bidding strategies

3. North-eastern area: Results for the North-eastern area are shown in Figure 4. This area is mainly composed of thermal plants which seemed to experience a generation window over 6.7 GW power demand.

En español

En particular es el agente EBSA el que experimenta dicha ventana, mientras que el agente Termotasajero no experimenta cambios apreciables en su generación real respecto de un escenario sin restricciones. Por otra parte, el comportamiento de los cambios en los costos reducidos exhibe una gran similitud para ambos agentes. Incluso, es notable el comportamiento súbito de ellos a partir de una demanda de 7.500 MW hasta valores de \$20/MW.

4. Área Suroccidental: Los resultados para el área operativa Sur-occidental son ilustrados en la figura 5. Esta área posee un parque hidráulico considerable. Con respecto a los cambios en generación real, ésta área presenta una tendencia a comportarse como ventana de generación la mayor parte del tiempo, siendo más acentuado tal comportamiento para el agente EPSA. De igual manera, el comportamiento de los cambios en los costos reducidos es apreciable para valores a partir de los 7.100 MW, siendo nuevamente mayor el impacto sobre el costo del sistema para el agente EPSA (hasta \$140/MW).

5. Área Caribe2: Los resultados para el área operativa Caribe 2 son ilustrados en la figura 6. Esta área operativa presenta el parque térmico más importante del país. En general, su comportamiento es el de un techo de generación que para las horas de demanda base tiene un valor alrededor de 100 MW, techo de generación que se va atenuando a medida que la demanda aumenta. Con respecto a los cambios en los costos reducidos, se halla que estos valores pueden incluso llegar a ser negativos pero muy poco significativos (\$0,1/MW).

Efecto conjunto de las redes de transmisión y de la interacción estratégica de los agentes. Estrategias diferenciadas de oferta

A diferencia de la sección anterior, en esta parte se pretende analizar el efecto conjunto de las estrategias de oferta y de las redes de transmisión. Para ello se utilizarán como estrategias de oferta los patrones encontrados en Gallego (1, 2008) y Gallego (2, 2008), los cuales son el producto de aplicar distintas técnicas de reconocimiento de patrones sobre los precios de oferta de cada central y cada agente generador y que describen los comportamientos más representativos de los agentes sobre cada uno de sus portafolios tecnológicos de generación.

Es importante aclarar que como resultado de esta metodología cada función de oferta exhibida por los agentes considerados fue clasificada como un patrón específico de oferta. Por consiguiente, en la metodología que aquí se propone los agentes ofertan los patrones que exhibieron durante el período de análisis, es decir, los precios de oferta de un agente específico para un día en particular corresponden a un patrón de oferta utilizado para ese mismo día.

La metodología propuesta para analizar el efecto conjunto de restricciones y estrategias comerciales sigue los siguientes pasos:

-Se simuló flujos de potencia óptimos con el propósito de reproducir el despacho económico horario del sistema colombiano. Estos flujos están basados en perfiles diferenciados de oferta para cada agente, los cuales están conformados por los patrones de oferta exhibidos durante el período de análisis (febrero de 2001 a diciembre de 2004). Adicionalmente, la demanda modelada fue la demanda real horaria apreciada durante el mismo período. Para esta versión de los flujos óptimos de potencia se consideraron los límites reales de cada una de las líneas de transmisión del sistema colombiano (617).

In English

GENCO EBSA particularly experienced this window, whilst GENCO TERMOTASAJERO did not seem to experience any variation in its real generation. On the other hand, reduced cost variations exhibited a similar pattern for both GENCOs, having a sudden growth around 7.5 GW of up to \$20/MW.

4. South-western area: Figure 5 gives the results for the South-western area. This area has great hydro generation capacity. Regarding real generation variations, this area tended to behave as a generation window, which was more evident in GENCO EPSA. Similarly, reduced cost variations started being appreciable from 7.1 GW, this being also more evident in GENCO EPSA (up to \$140/MW).

5. Caribe2 area: Results for Caribe2 area are shown in Figure 6. This area represents the main thermal resource in Colombia. This area tended to behave as a generation cap having a -100 MW value during base demand hours. However, this generation cap tended to fade as power demand increased. Regarding reduced cost variations, this variable might give negative but too small values (0.1\$/MW).

Mixed effect of both transmission networks and strategic interaction among GENCOs – differentiated bidding strategies.

Unlike the last section, this section analyses the mixed effect of transmission networks and bidding strategies. This analysis was based on bidding price patterns found in Gallego (1) (2008) and Gallego (2) (2008) which were obtained from applying different pattern recognition techniques on the real bidding prices submitted by each generation plant. They describe the most representative bidding behaviour regarding each of their technological generation portfolios.

It should be clarified that each bidding function exhibited by the GENCOs modelled here was classified as a specific bidding pattern. Consequently, in the proposed methodology, GENCO bid patterns exhibited during the analysis period (i.e. bidding prices for a particular GENCO on a particular day) corresponds to a bidding pattern obtained from the real bidding prices used on the same particular day.

The proposed methodology followed the following steps:

-Optimal power flows were simulated to emulate hourly economic dispatch in the Colombian power system. These power flows were based on differentiated bidding profiles for each GENCO which were represented by the exhibited bidding patterns from February 2001 to December 2004. Power demand was represented by real power demand values during the period being analysed. The real capacity limits for each one transmission line were considered as well as the active power generation limits for each modelled plant.

En español

Como resultado, se obtienen las generaciones reales y los costos reducidos de todas las centrales para cada hora del período de análisis.

-Se realizó el mismo procedimiento propuesto en el primer paso, pero esta vez considerando capacidad infinita para todas las líneas de transmisión.

-Se calculó la diferencia entre los costos reducidos y las generaciones reales por central y para cada hora del periodo de análisis, bajo los dos escenarios mencionados.

-Se hizo un análisis agregado por áreas operativas (análisis inter-áreas) con el fin de observar el comportamiento de los cambios de generación real y costos reducidos para cada hora del día, tratando de caracterizar estas variables en términos de la curva diaria de demanda del país.

-Se efectuó un análisis desagregado, viendo el comportamiento de las variables de análisis para cada agente generador en los duopolios en cada área operativa (análisis intraáreas). Nuevamente, es-te análisis se realiza para cada hora del día.

Análisis interáreas operativas

Las figuras 7 y 8 muestran el comportamiento diferenciado de los cambios promedio en la generación real ΔGr y en los costos reducidos ΔCr por área operativa a nivel horario, respectivamente.

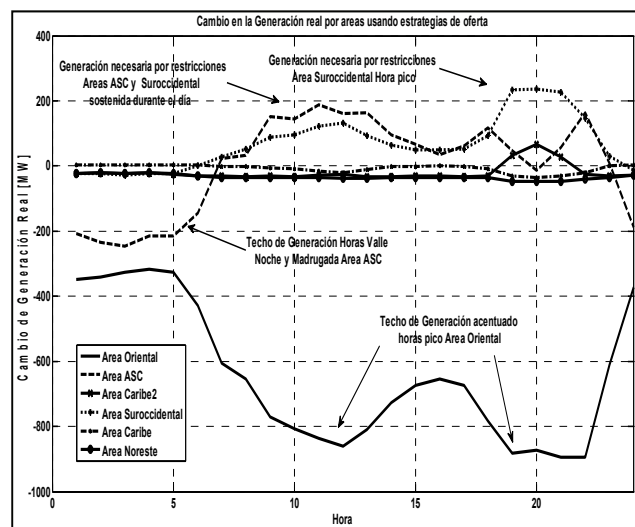


Figura 7. Cambio en la generación real para las áreas operativas usando estrategias diferenciadas de oferta.

Con respecto a los cambios promedio en la generación real ilustrados en la figura 7, se observa un comportamiento acentuado de techos de generación para el área Oriental, los cuales son más severos en las horas de mayor demanda. Igualmente, el área ASC se comporta como un techo de generación en las primeras horas del día (madrugada), para luego convertirse en ventana de generación siguiendo un comportamiento muy similar a la curva de demanda diaria. Este comportamiento sostenido de ventana de generación es compartido con el área Suroccidental cuyo comportamiento promedio es el más acentuado para las horas pico (hora 18-20) del sistema. Por otra parte, las áreas operativas restantes no parecen experimentar ninguna diferencia entre un despacho con restricciones y un despacho sin restricciones, a excepción del área

In English

Real generation and reduced costs for every generation plant in the Colombian system were thus obtained for each day and each hour during the period being analysed.

-The procedure described in section 1 was repeated, but considering infinite transmission line capacity.

-A subtraction was made between constrained and unconstrained scenarios for real generation and reduced costs at each particular generating plant and for each day and hour during the period being analysed.

-An aggregated analysis for each operational area (inter-area analysis) was carried out to estimate the behaviour of both real generation and reduced cost variations as a function of daily power demand in Colombia.

-A disaggregated analysis for each GENCO inside operational areas (intra-area analysis) was made for observing the behaviour of the proposed variables as a function of the hour of the day, which is also a proxy variable of daily power demand behaviour in Colombia.

Inter-area analysis

Figures 7 and 8 show the differentiated behaviour of average values for variables ΔGr and ΔCr in each operational area on an hourly basis, respectively.

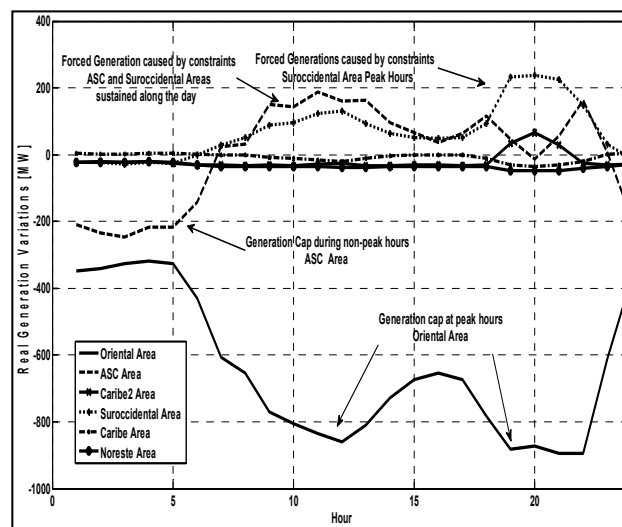


Figure 7. Real generation variations in operational areas using differentiated bidding strategies

Regarding the average values for ΔGr in Figure 7, a trend towards behaving as a generation cap was experienced by the Eastern area which was more severe during peak demand hours. Similarly, the ASC area behaved as a generation cap during the first hours of the day, but later became a generation window by following a very similar pattern to the daily power demand. This sustained behaviour as a generation window was also shared by the South-western area presenting the highest values for the system during peak hours. On the other hand, the remaining areas do not seem to have experienced appreciable variations in real generation

En español

In English

Caribe 2, que constituye el parque térmico más grande del país y se comporta como una ventana de generación en las horas pico del sistema.

except for the Caribe2 area which represented the highest thermal capacity resources in Colombia and tended to behave as a generation window during peak hours.

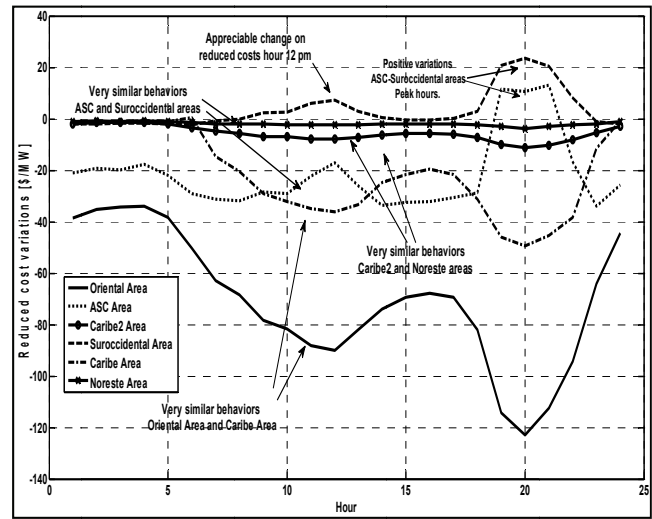
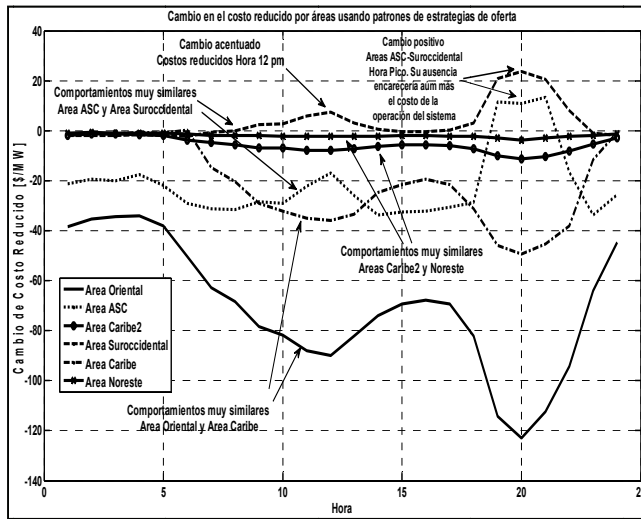


Figura 8. Cambio en la generación real para las áreas operativas usando estrategias diferenciadas de oferta

Figure 8. Reduced cost variations in operational areas using differentiated bidding strategies

Paralelamente, se puede apreciar una coordinación aproximada entre los cambios de las generaciones reales en las distintas áreas. Es decir, existe cierta correlación entre los comportamientos de techos y ventanas de generación entre las áreas, sugiriendo que en promedio, cuando unas áreas se portan como ventana de generación, las restantes lo hacen como techos de generación. Para cuantificar esta coordinación interáreas se ofrece en la tabla 3 una matriz de correlación del comportamiento de los cambios de generación real entre las áreas.

An approximated coordination of real generation variations among different areas might be observed (i.e. certain correlation between the appearance of both caps and windows in real generation might be observed in the different areas, suggesting that when some areas behave as generation caps, the rest behave as generation windows). Table 3 presents a correlation matrix of real generation variations to quantify this inter-areas coordination.

Tabla 3. Matriz de correlación para cambios en generación real por áreas operativas usando patrones de oferta.

Table 3. Correlation matrix of real generation variations among operational areas using differentiated bidding patterns.

	Oriental	ASC	Caribe2	Suroccidental	Caribe	Nordeste
Oriental	1.00	-0.92	-0.33	-0.90	0.81	0.90
ASC	-0.92	1.00	-0.05	0.66	-0.54	-0.71
Caribe2	-0.33	-0.05	1.00	0.70	-0.75	-0.60
Suroccidental	-0.90	0.66	0.70	1.00	-0.97	-0.94
Caribe	0.81	-0.54	-0.75	-0.97	1.00	0.86
Nordeste	0.90	-0.71	-0.60	-0.94	0.86	1.00

	Oriental	ASC	Caribe2	Suroccidental	Caribe	Nordeste
Oriental	1.00	-0.92	-0.33	-0.90	0.81	0.90
ASC	-0.92	1.00	-0.05	0.66	-0.54	-0.71
Caribe2	-0.33	-0.05	1.00	0.70	-0.75	-0.60
Suroccidental	-0.90	0.66	0.70	1.00	-0.97	-0.94
Caribe	0.81	-0.54	-0.75	-0.97	1.00	0.86
Nordeste	0.90	-0.71	-0.60	-0.94	0.86	1.00

De la tabla 3 resulta muy interesante observar los altos niveles de correlación negativa entre el área operativa Oriental y las áreas ASC y Suroccidental, indicando que los agentes tienen conocimiento de las restricciones del sistema y explotan tales condiciones estructurales a través de sus estrategias de oferta. Un análisis muy similar ocurre para el área Suroccidental con respecto a las áreas Noreste y Caribe, donde existe una correlación casi perfecta (-0,97).

Table 3 shows the high negative correlation factors between the Eastern area and ASC and South-western areas, showing that GENCOs have knowledge of electrical network constraints and exploit such structural conditions in the Colombian power market throughout their bidding strategies. A very similar analysis might be inferred for the South-western Area compared to the North-eastern and Caribe areas there was almost perfect correlation (-0.97).

En cuanto a los cambios promedio en los costos reducidos ilustrados en la figura 8, es claro observar la gran similitud que tienen sus comportamientos para varias áreas a lo largo del día. De hecho, es posible establecer parejas que se mueven coordinadamente, por ejemplo, las áreas Oriental y Caribe, junto con las áreas ASC y Suroccidental tienen un comportamiento muy similar a lo largo de todo el día. No obstante, uno de los resultados más interesantes de esta simulación consiste en que los cambios en los costos reducidos son la mayor parte del tiempo de signo negativo.

On the other hand, regarding average values for reduced cost variations shown in Figure 8, great similarity among several areas can be clearly observed throughout the day. In fact, it is possible to detect a couple of areas moving in coordination (i.e. the Eastern and Caribe areas, along with ASC and South-western areas, had very similar behaviour). Nevertheless, one of the most interesting results in this simulation was that, most of the time, reduced cost variations presented negative values.

En español

Esta situación refleja una idea muy interesante que sugiere una mitigación global del efecto que tienen los agentes sobre el costo de operación del sistema, consecuencia de la mutua competencia a través de sus estrategias de oferta.

Finalmente, un análisis de correlación refleja la gran similitud entre las parejas mencionadas. Estos resultados de correlación son ilustrados en la matriz de la tabla 4. No obstante, existe una relación inversa muy interesante entre los cambios en los costos reducidos de las áreas Oriental y Suroccidental, que corresponde al máximo valor negativo, resaltado en rojo en la tabla 4.

Tabla 4. Matriz de correlación para cambios en costos reducidos entre áreas operativas usando patrones de oferta.

	Oriental	ASC	Caribe2	Suroccidental	Caribe	Nordeste
Oriental	1.00	-0.57	0.85	-0.88	0.98	0.97
ASC	-0.57	1.00	-0.50	0.89	-0.51	-0.50
Caribe2	0.85	-0.50	1.00	-0.84	0.97	0.98
Suroccidental	-0.88	0.89	-0.84	1.00	-0.83	-0.84
Caribe	0.98	-0.51	0.97	-0.83	1.00	0.94
Nordeste	0.97	-0.50	0.98	-0.84	0.94	1.00

Análisis intraáreas operativas

Esta sección presenta un análisis desagregado por área operativa para cada uno de los agentes generadores considerados. Pero a diferencia del análisis intraáreas para estrategias uniformes, las estrategias diferenciadas serán analizadas de manera distinta. La razón para hacerlo de esta manera está basada en los altos valores de correlación presentes entre los cambios de costos reducidos y los cambios de generación real para un mismo agente. Esta idea de altos valores de correlación es ilustrada en la figura 9 en el caso del área Oriental.

Como es evidente, existe alto nivel de coordinación entre el comportamiento de los cambios de costos reducidos y los cambios de generación real, siendo una situación que se repite para la mayoría de los agentes en todas las áreas operativas. Como resultado del análisis para cada agente en cada área operativa, es posible estimar los distintos valores de correlación entre los cambios de costos reducidos y los cambios de generación real para cada agente. Estos resultados son presentados en la tabla 5.

Puede verse que la mayoría de los agentes generadores exhiben valores de correlación superiores al 90%, a excepción de los del área ASC (EPM e Isagen) y Corelca. Para esta mayoría los resultados sugieren que la relación puede ser altamente lineal, implicando que la relación Rcg pueda tener un comportamiento constante. Este comportamiento lineal es señalado en la figura 10, donde se ilustran los ajustes, igualmente lineales para la relación entre cambios de costos reducidos y cambios en generación real.

Como resultado del ajuste lineal para la relación entre cambios en costos reducidos y cambios en generación real, las pendientes de estas líneas pueden ser interpretadas como la variable Rcg. Los valores de dicha relación son mostrados para cada agente en la tabla 5. No obstante, vale la pena recordar que el signo de la variable Rcg determina el tipo de relación (directa o inversa) entre estos cambios.

En particular, para los agentes del área suroccidental (Betania - EPSA) los cambios tanto en costo reducido como en generación ideal son siempre positivos (figura 10), lo cual implica que aumentos en las ventanas de generación corresponden a incrementos en el impacto sobre el costo de la operación (costos reducidos positivos).

In English

This situation suggested global mitigation of the effect that GENCOs have on system operation cost as a consequence of mutual competition through their bidding strategies.

Correlation analysis confirmed the great similarity between the above-mentioned couple of areas; these results are shown in Table 4. However, a very interesting negative correlation between reduced cost variations in the Eastern and South-western areas was appreciable, corresponding to the highlighted negative values in Table 4.

Table 4. Correlation matrix of reduced cost variations among operational areas using differentiated bidding patterns

	Oriental	ASC	Caribe2	Suroccidental	Caribe	Nordeste
Oriental	1.00	-0.57	0.85	-0.88	0.98	0.97
ASC	-0.57	1.00	-0.50	0.89	-0.51	-0.50
Caribe2	0.85	-0.50	1.00	-0.84	0.97	0.98
Suroccidental	-0.88	0.89	-0.84	1.00	-0.83	-0.84
Caribe	0.98	-0.51	0.97	-0.83	1.00	0.94
Nordeste	0.97	-0.50	0.98	-0.84	0.94	1.00

Intra-areas analysis

This section presents a disaggregated analysis for each operational area and each GENCO considered in this study. However, unlike intra-areas analysis using uniform bidding strategies, the analysis for differentiated strategies was slightly different. The main reason for achieving a different analysis was motivated by the high correlation values between both reduced cost variation and real generation variation for the same GENCO. Such high correlation values are shown in Figure 9 for the Eastern area which is a repeated situation for most of the modelled GENCOs in all operational areas.

Given this interesting situation, different correlation values could be estimated between reduced cost variations and real generation variations for each GENCO. These results are shown in Table 5.

From the results in Table 5, most GENCOs presented greater than 90% correlation values, except for the ASC area (EPM and ISAGEN) and CORELCA GENCO. Regarding this majority, the results suggested that this relationship might be highly linear, implying that the Rcg ratio had invariable behaviour. Such linear behaviour is shown in Figure 10, by fitting data from both real generation variations and reduced cost variations to linear regression.

As a result of the linear regression fitting, the slopes of these lines might be interpreted as being the Rcg ratio. The values for this variable for each GENCO are shown in Table 5. However, it should be remembered that the sign of this Rcg ratio determined the type of relationship (direct or inverse) between these variations

In particular, for the GENCOs located in the South-western area (BETANIA-EPSA), variations in reduced cost and real generation were always positive, implying that increases in generation windows corresponded to increments in impact on the system's operation cost (positive reduced costs).

En español

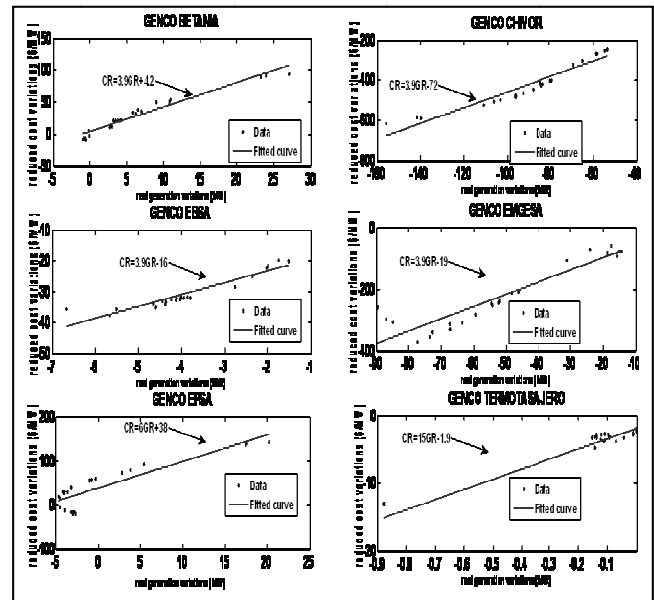
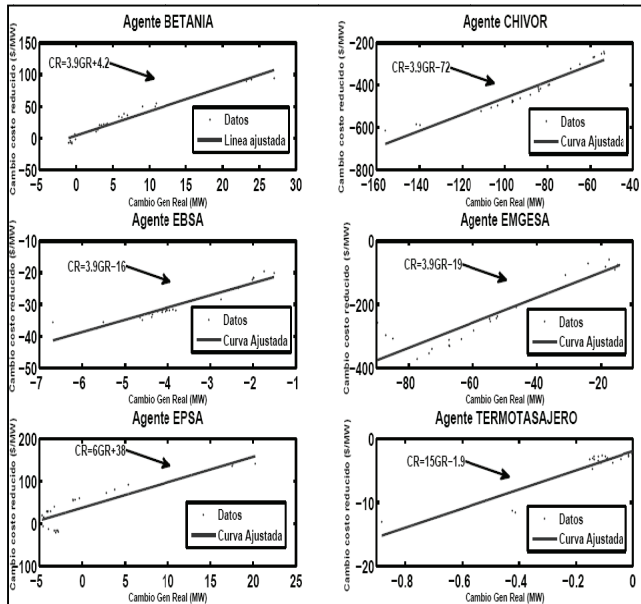
In English

Por el contrario, para los agentes restantes en la figura 10, a pesar de que el valor de R_{cg} también es positivo, dicho valor implica una idea completamente distinta, ya que aumentos en los techos de generación corresponden a decrementos en el impacto sobre el costo de operación (figura 10), dado que ambas variables son siempre negativas.

On the contrary, the rest of the GENCOs in Figure 10 always had negative variables, in spite of their positive values for the R_{cg} ratio, such value implying a completely different idea, given that increases in generation caps corresponded to decreases in impact on system operation cost (Figure 10),

Figura 10. Ajustes lineales para relación cambios de costo reducido vs. cambios en generación real (R_{cg}).

Figure 10. Linear regression fitting for the relationship between real generation variations and reduced cost variations



Agente	Correlación ΔC_r^* contra ΔG_r^*	$\partial \Delta C_r / \partial \Delta G_r$ aproximada
BETANIA	0.98	3.9
CHIVOR	0.96	3.9
CORELCA	-0.56	N.D.
EBSA	0.95	3.9
EMGESA	0.92	3.9
EPM	-0.43	N.D.
EPSA	0.88	6
T/TASAJERO	0.92	15
URRA	0.91	0.68
ISAGEN	-0.03	N.D.

GENCO	Correlation ΔC_r^* to ΔG_r^*	$\partial \Delta C_r / \partial \Delta G_r$ approximated
BETANIA	0.98	3.9
CHIVOR	0.96	3.9
CORELCA	-0.56	N.D.
EBSA	0.95	3.9
EMGESA	0.92	3.9
EPM	-0.43	N.D.
EPSA	0.88	6
T/TASAJERO	0.92	15
URRA	0.91	0.68
ISAGEN	-0.03	N.D.

Tabla 5. Relación entre cambios de generación real y costo reducido para los agentes.

Table 5. Relationship between real generation and reduced cost variations for the set of modelled GENCOs

Conclusiones

Con el modelo propuesto en este artículo se implementó una metodología para analizar el efecto de las restricciones de transmisión sobre las estrategias de oferta de los agentes. El principal aporte del trabajo desarrollado consiste en una representación explícita de las restricciones de transmisión y una metodología para analizar el efecto de las estrategias de oferta sobre las generaciones reales esperadas en la operación del sistema. Sin embargo, es importante resaltar que las metodologías propuestas son igualmente extensibles y válidas a mercados con particularidades distintas a las del caso abordado.

Conclusions

This paper has thus presented a methodology for analysing the effect of transmission constraints on bidding strategies. This study's main contribution consists of an explicit representation of transmission network constraints and a methodology for analysing the effect of bidding strategies on expected real generation during power system operation. However, it should be stressed that the proposed methodologies are equally extendable to and valid for power markets having distinct particularities to the Colombian case.

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.

The explicit implementation of the Colombian transmission system in a totally flexible and configurable simulation tool is a meaningful contribution towards simulating the Colombian power market.

En español

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.

Con las nuevas variables de análisis propuestas el efecto de las restricciones se vuelve medible y comparable, lo que en muchos trabajos anteriores era simplificado debido a las complejidades propias de un sistema de gran escala. Con estas variables se puede cuantificar qué tan necesarios son los agentes en un sistema con restricciones eléctricas bajo dos aspectos principales: cantidades despachadas (techos o ventanas de generación) e impacto sobre el costo de operación del sistema (mitigación o impacto). Ahora bien, estas nuevas variables pueden ser utilizadas como una herramienta de medición de poder de mercado debido tanto a las características estructurales (restricciones en líneas) como al comportamiento estratégico de los agentes (precios de oferta). Adicionalmente, la metodología permite responder la pregunta sobre qué tanto es el cambio del impacto en el costo de la operación del sistema por cada MW indisponible, lo que puede ser muy útil como herramienta de planeamiento en el sistema colombiano.

La metodología propuesta de perfiles uniformes de oferta posibilita determinar el efecto exclusivo de las restricciones de transmisión, identificando problemas estructurales del mercado. De igual forma, es posible modelar de manera diferenciada a los agentes dentro de sus áreas operativas, estableciendo techos y ventanas de generación. Igualmente, la propuesta de ir aumentando progresivamente los valores de demanda nacional permite determinar valores umbrales de demanda para los que el efecto de las restricciones empieza a ser apreciable. De manera particular, se encuentran valores de demanda a partir de los cuales los comportamientos de techos o ventanas de generación manifiestan variaciones importantes, al igual que valores para los que el impacto en los costos de operación empieza a ser apreciable. Esta información es muy valiosa para todos los agentes, ya que ayuda a determinar la forma como los crecimientos a futuro en la demanda hace que los modelos uninodales utilizados pierdan validez como esquemas de liquidación (precio de bolsa). Incluso, se podría pensar en esquemas multinodales (precios nodales) a partir de ciertos niveles de demanda, lo que reflejaría, de manera más coherente, el costo de atender marginalmente la demanda.

La metodología propuesta por estrategias diferenciadas también permite un mapeo para cada agente entre sus estrategias de oferta y las nuevas variables definidas anteriormente, lo que le faculta a cada agente tener una estimación cuantitativa del impacto de sus estrategias sobre qué tan necesario es para abastecer la demanda en la operación del STN. Aún más, comparados con los tradicionales índices de poder de mercado, los mapeos obtenidos constituyen claramente una mejor herramienta para representar las posiciones dominantes de cada agente, considerando explícitamente las restricciones de transmisión.

A la luz de los resultados obtenidos para el análisis agregado por áreas (análisis interáreas), es palpable un comportamiento coordinado entre ellas, lo que puede ser evidenciado en las distintas matrices de correlación para los techos y ventanas de generación, que en algunos casos presentan valores negativos muy altos. Un comportamiento similar se observa para los cambios en los costos reducidos.

In English

Such implementation also allows using this tool as an experimental lab where some iterative and systematic simulations might be carried out with total control over demand profiles, bidding strategies and even power system configuration.

With the new set of proposed variables, the effect of electrical constraints becomes a measurable and comparative variable which, in many previous works, has been simplified, due to the complexities involved in a large-scale power system. These new variables allow quantifying how much GENCOs are needed in an electrically-constrained power system from two different approaches: dispatched energy quantities (generation caps or generation windows) and impact on system operation cost (mitigation or increased impact). These proposed variables might be used as a tool for measuring market power due to structural characteristics (electrical constraints on transmission lines) as well as the strategic bidding behaviour of GENCOs (bidding prices). The proposed methodology also allows the question about the size of the impact on system cost per each non-available MW to be resolved, which might be a very useful tool in Colombian power system planning.

The proposed methodology, using uniform bidding profiles, allows estimating the exclusive effect of transmission constraints, identifying possible structural problems in the power market. It is also possible to differentially model GENCOs inside their operational areas by establishing both generation windows and generation caps. Likewise, the proposal of progressively increasing national power demand allows estimating threshold demand values in which the effect of electrical constraints become appreciable. Some power demand values acting as thresholds particularly reveal great changes in real generation and reduced cost variations. This information is very useful for GENCOs because it allows determining how future increases in power demand will affect the one-bus model validity as an efficient payment mechanism (spot price). A multi-bus or local marginal pricing scheme might even be implemented from certain power demand values, more coherently reflecting the cost of marginal supply power demand.

On the other hand, the proposed differentiated strategies methodology allows mapping each GENCO's bidding strategies and the new set of variables allowing the impact of their strategies to be quantified regarding how much they are needed to supply national power demand. Even more so, compared to conventional market power indices, the obtained mappings are a better tool for representing dominant positions by considering transmission network constraints.

Given the results obtained in inter-area analysis coordinated behaviour was appreciable between operational areas, which might be confirmed in the calculated correlation matrices for generation caps and generation windows. Similar behaviour was appreciable in terms of reduced cost variations.

En español

Uno de los resultados más interesantes en el caso colombiano consiste en que la interacción estratégica entre los agentes (a través de sus precios de oferta), ha mitigado sustancialmente el efecto individual de ellos sobre el costo de operación del sistema. Esta conclusión está basada en el signo negativo que presentan las variables de cambio en el costo reducido para la mayoría de los agentes, implicando un beneficio global para los resultados de competencia deseables en cualquier tipo de mercado. No obstante, es importante notar que, aunque se presenta tal reducción, persiste una diferenciación considerable en los costos reducidos para cada agente.

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., M. Klusch., Numerical solutions to nash-cournot equilibria in coupled constraint electricity markets., IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19(1), 2004, pp. 195–206.
- Daxhelet, O., Y. Smeers., Variational Inequality Models of Restructured Electricity Systems. Vol. Complementarity: Applications., Algorithms and Extensions, Kluwer Academic Publishers, 2001.
- Gallego, L., Duarte, O., Modeling of bidding prices using soft computing techniques., Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES, 2008, pp.1-7,
- Gallego, L.; Duarte, O.; Delgadillo, A., Strategic bidding in Colombian electricity market using a multi-agent learning approach., Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, 13-15 Aug., 2008, pp.1-7.
- Gallego, L. E., Modelamiento del comportamiento de la oferta de la energía eléctrica en el mercado colombiano., PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia, 2008.
- Green, R., Increasing competition in the british electricity spot market., Journal of Industrial Economics XLIV(2), 2001, pp. 205–216.
- Green, R., Competition in generation: The economic foundations., Proceedings of the IEEE, 88(2), 2000.
- Green, R., D Newbery., Competition in the british electricity spot market., Journal of Political Economy, 100(5), 1999, pp. 929–953.
- 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

One of the most interesting results in the Colombian case was that strategic interaction among GENCOs (through bidding prices) has significantly mitigated the individual effect of GENCOs on system operation cost. This conclusion is based on the negative sign obtained for the reduced cost variations for most GENCOs modelled here, implying a global gain in ensuring increasing competition in the power market. However, it should be noticed that, even though such mitigation is appreciable, a considerable differentiation in each GENCO's reduced costs is also palpable.

- Hobbs, B., C., Metzler, J. S., Pang., Calculating equilibria in imperfectly competitive power markets: An mpec approach., IEEE Transactions on Power Systems 15, 2000, pp. 638–645.
- Hobbs, B., J., Pang., Nash-cournot equilibria in electric power markets with piecewise linear demand functions and joint constraints., operations Research 55, 2007, pp. 13–127.
- Jaramillo, A., La bolsa de energía eléctrica a la luz de la teoría de juegos., BSC thesis Maestría, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Ciencias Humanas, 2002.
- Jaramillo, A., E., Sanint., Las restricciones en el mercado eléctrico colombiano., Revista Energética, No 25, 2002, pp. 9–18.
- Kirschen, D., Goran S., Fundamentals of Power System Economics., Wiley, 2005.
- Murillo, C., R. Zimmermann., 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., M., Rivier., A. Ramos., An mcp approach for hydrothermal coordination in deregulated power markets, in 'IEEE - PES Summer Meeting', Seattle, 2000.
- Weber, J., T, Overbye., A two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies., in 'Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting', Alberta, Canada, 1999.
- Xu, H., E. J., Nash equilibria in electricity markets, Technical report, Australian Graduate School of Management., The University of New South Wales, Sydney, NSW 2052, Australia, 2001.