



COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE LOS GENERADORES EN MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

JAVIER AUGUSTO HERNÁNDEZ ROMERO

Trabajo de investigación para optar al título de:
Magíster en ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Director:

RUBÉN DARÍO CRUZ RODRÍGUEZ

Doctor Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2007

RESUMEN

TITULO: **COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE LOS GENERADORES EN MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD***

AUTOR: **JAVIER AUGUSTO HERNÁNDEZ ROMERO****

PALABRAS CLAVES

Demanda residual, precios de bolsa, mercados de energía, monitorización de las ofertas, clasificador Naive Bayes, generación, demanda, indicadores cuantitativos.

DESCRIPCIÓN

En mercados de oferta de energía eléctrica, como es el caso colombiano, los generadores compiten para ser despachados en función de sus precios de oferta. En este proceso de competencia las empresas de generación no sólo están pendientes de cubrir sus costos sino que están vigilando las ofertas presentadas por la competencia. Una manera eficiente de resumir o sintetizar las ofertas de la competencia es a través de la función de demanda residual, la cual permite evaluar para cada franja de demanda las condiciones que enfrenta un generador como si dicho generador atendiera un monopolio.

Partiendo de la hipótesis de que los generadores siguen las tendencias del mercado que se resumen en su función de demanda residual, el presente trabajo de investigación se dio a la tarea de plantear una metodología para identificar en cuales rangos del precio de oferta se presenta dicha situación en particular. Se obtuvo como resultados el planteamiento de nuevos descriptores de la función de demanda residual, la selección de los rangos de precios de oferta que asocien un patrón de comportamiento utilizando el clasificador Naive Bayes y la identificación de las variables asociadas a cada patrón de comportamiento usando el producto de probabilidades condicionales.

Por otra parte como segundo objetivo, en una temática más general de los mercados de energía eléctrica, se seleccionan y se definen un conjunto de catorce indicadores cuantitativos que permiten realizar comparaciones entre diferentes mercados en aspectos relacionados con la demanda, la generación y el precio de bolsa, los cuales pueden ser utilizados para realizar una primera exploración de las características de un mercado, permitiendo evaluar la evolución del mismo e identificar los aspectos de interés para estudios posteriores.

* Trabajo de investigación.

** Facultad de ingenierías Fisicomecánicas, ingeniería Eléctrica, Director : Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez.

SUMMARY

TITLE: GENERATORS' BID PRICES BEHAVIOR ON THE POWER MARKET*

AUTHOR: JAVIER AUGUSTO HERNÁNDEZ ROMERO**

KEY WORDS

Residual demand, spot market prices, power market, generators' bid monitoring, Naive Bayes classifier, generation, load, quantitative indicators.

DESCRIPTION

In electric power bids markets, as the colombian case, the generators compete to be dispatched in function of their bid prices. In this competition process the generation companies pay attention not only to cover their expenses but also to watch over the bids presented by the competition. An efficient way of summarizing or synthesizing the bids of the competition is the residual demand function. It allows the evaluation of the conditions faced by a generator for each demand fringe as if this generator assisted a monopoly.

Taking into account the hypothesis that the generators follow the market tendencies summarized in their residual demand function, the present research work was given to the task of outlining a methodology to identify the ranges of the bid price. New descriptors of residual demand function, behaviour patterns associated to bid prices ranges using the Naives Bayes classifier and a identification of variables associated to every pattern using the conditional probabilities product. were obtained as results.

On the other hand as a second objective, with a more general view of the electric power markets, a group of fourteen quantitative indicators was defined. This group allow to carry out comparisons among different markets in aspects related to the load, the generation and the spot market prices, this king of indicators can be used to carry out a soft exploration of the electricity market characteristics, evaluating its evolution and identifying particular aspects for later studies.

* Research work

** Faculty physical-mechanics engineering, Electric engineering, Director: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez.

Agradecimientos

A todas las personas que de una u otra forma me acompañaron en alguna etapa del presente trabajo, les expreso mis más sinceros agradecimientos.

A Manuel Ortiz Rangel, quien promovió mi encuentro con el proyecto ISA-Colciencias titulado “Modelo de Análisis de Mercados de Energía Eléctrica mediante la Aplicación de una Metodología que involucra Inteligencia Competitiva y Agentes Inteligentes”, proyecto bajo el cual surgió el presente trabajo.

Al profesor Gerardo Latorre Bayona quien permitió mi participación en el grupo de trabajo del proyecto ISA - Colciencias.

Al profesor Gabriel Ordoñez Plata, por su carisma y capacidad de mediación.

Al profesor Gilberto Carrillo Caicedo, por sus aportes iniciales en el planteamiento del proyecto ISA – Colciencias y posteriormente por su interés en retornar al mismo manteniendo su unidad.

A mi director de proyecto el profesor Rubén Darío Cruz Rodríguez, por la confianza y colaboración para que no solo se llegará a feliz termino el presente proyecto sino por su interés en la difusión del mismo y por su incansable labor que nos permitió obtener los recursos necesarios para exponer juntos este proyecto no solo a nivel nacional sino internacional.

A mi compañero de trabajo Jorge Alberto Felizzola Cruz, por acompañarme en la aventura que fue el proyecto ISA – Colciencias, que inicialmente no sabíamos a donde nos iba a llevar y que en cada una de sus etapas se vivieron momentos difíciles y especiales que gracias a su gran capacidad y madurez pudieron sortearse de la mejor forma posible. Fueron incontables momentos, viajes y reuniones en los cuales siempre fue un aliado con la suficiente paciencia para entenderme y para enriquecerme con su experiencia de vida en estos más de dos años buscando ese diamante en bruto.

A los estudiantes de pregrado que codirigí en sus tesis de grado, quienes con su disciplina, constancia, esfuerzo y dedicación me permitieron explorar una gran variedad de opciones que llevaron a la obtención más rápida de resultados.

A mi familia por su apoyo permanente y de manera especial a mi madre Emérita Romero Martínez, pues gracias a su Fe en mi, a su constante respaldo, a sus plegarias e infinita paciencia, uno de mis sueños se ha transformado en realidad.

Bucaramanga, Colombia, Agosto de 2007

Objetivos

Objetivo General

Obtener patrones de comportamiento de la oferta de los generadores, validados con el caso Colombiano y examinar las características de la generación, la demanda y el precio de bolsa en mercados de electricidad.

Objetivo Específico	Resultado Obtenido
Desarrollar una metodología para obtener los patrones de comportamiento de la oferta de un generador, a partir de su curva de demanda residual, aplicable a los mercados de Colombia y Argentina ³ .	Metodología de monitorización del comportamiento de la oferta (MCOM). Ver capítulo 2.
Evaluar la metodología de obtención de patrones de la demanda residual con los generadores de San Carlos y Tebsa del mercado Colombiano.	Los rangos de precios en los cuales la oferta de San Carlos y Tebsa presenta un patrón de comportamiento relacionado con los precios de la demanda residual. Ver capítulo 3.
Proponer indicadores cuantitativos que revelen características de la generación, la demanda y los precios de Bolsa, para los mercados de electricidad de Colombia, Panamá, Ecuador, Perú, Bolivia y Argentina, calculables a partir de información de acceso público.	Catorce indicadores de los cuales cinco se relacionan con la demanda, cuatro con el precio de bolsa y siete con la generación. Ver capítulo 4.

³ Los objetivos del presente trabajo de grado han sido formulados para dar soporte al proyecto "Modelo de Análisis de Mercados de Energía Eléctrica mediante la Aplicación de una Metodología que involucra Inteligencia Competitiva y Agentes Inteligentes", en dicho proyecto se incluyó el caso argentino por solicitud de los asesores de XM Compañía de expertos en mercados, pero durante el desarrollo del mismo se encontró que no era un mercado de ofertas, razón por la cual no se aplica este objetivo para Argentina.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO	1
ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO	2
I. DEMANDA RESIDUAL, AGRUPAMIENTO JERÁRQUICO Y REDES BAYESIANAS	2
1.1 COMPETENCIA EN LOS PRECIOS DE OFERTA DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	2
1.2 DEMANDA RESIDUAL	3
1.2.1 Elementos representativos de la franja de oferta marginal	6
1.2.2 Aplicación de la demanda residual al mercado colombiano	6
1.2.3 Coeficiente de correlación lineal.....	8
1.3 TÉCNICA JERÁRQUICA DE AGRUPAMIENTO	9
1.3.1 Selección de variables	9
1.3.2 Medición de la similitud.....	10
1.3.3 Formación de grupos.....	11
1.4 CLASIFICADOR BAYESIANO NAIVE.....	11
2. MONITORIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA (MCOM).	13
2.1.1 Cálculo de la demanda residual.....	14
2.1.2 Selección de variables	15
2.1.3 Agrupamiento jerárquico.....	15
2.1.4 Eliminación de atípicos	15
2.1.5 Descripción de los grupos y su relación con los precios de oferta.	15
2.1.6 Diagnóstico con el clasificador bayesiano naive.....	15
3. APLICACIÓN DE MCOM EN LOS PRECIOS DE OFERTA DE SAN CARLOS Y TEBSA	16
3.1 CÁLCULO DE LAS FRANJAS DE DEMANDA.....	16
3.2 APLICACIÓN DE MCOM A LOS PRECIOS DE OFERTA DE SAN CARLOS	17
3.2.1 Selección de variables relacionadas con los precios de oferta de San Carlos.....	17
3.2.2 Agrupamiento jerárquico con las variables de San Carlos.	18
3.2.3 Eliminación de atípicos en los precios de oferta de San Carlos.....	19
3.2.4 Descripción de los grupos y su relación con los precios de oferta de San Carlos.....	19
3.2.5 Procesamiento de las variables de San Carlos con el clasificador Bayesiano Naive... ..	20
3.3 APLICACIÓN DE MCOM A LOS PRECIOS DE OFERTA DE TEBSA.....	22
3.3.1 Selección de variables relacionadas con los precios de oferta de Tepsa.....	23
3.3.2 Agrupamiento jerárquico con variables de Tepsa.....	23
3.3.3 Eliminación de atípicos en los precios de oferta de Tepsa	24
3.3.4 Descripción de los grupos y su relación con los precios de oferta de Tepsa.	24
3.3.5 Procesamiento de las variables de Tepsa con el clasificador Bayesiano Naive.	25
4. INDICADORES RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN, LA DEMANDA Y EL PRECIO DE BOLSA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	28
4.1 DEFINICIÓN DE INDICADOR	28
4.1.1 Características de un indicador	29
4.2 INDICADORES PROPUESTOS	29
4.2.1 Coeficiente de electrificación	29
4.2.2 Crecimiento Porcentual del Precio de Oferta Promedio	30
4.2.3 Factor de utilización de la capacidad instalada.....	30

4.2.4	Índice Herfindahl-Hirschman (HHI):	30
4.2.5	Índice de concentración C4.....	30
4.2.6	Margen de Reserva:	31
4.2.7	Potencia instalada por tecnología:.....	31
4.2.8	Precio promedio ponderado de energía en bolsa.....	31
4.2.9	Crecimiento anual de la demanda y de la potencia instalada:	31
4.2.10	Volatilidad del precio de bolsa:.....	31
4.2.11	Sensibilidad Precio-Demanda (SPD):	32
4.2.12	Demanda por sector:	32
5.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE DESARROLLO	33
5.1	CONCLUSIONES DE LA METODOLOGÍA MCOM	33
5.2	CONCLUSIONES DE LOS INDICADORES RELACIONADOS CON GENERACIÓN, DEMANDA Y PRECIO DE BOLSA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	33
5.3	LÍNEAS DE DESARROLLO	34
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	35
	ANEXO A. VALORES DE LOS INDICADORES EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	38

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precios de oferta de Tebsa en el año 2005.	3
Figura 2. Ejemplo de oferta agregada.	5
Figura 3. Función de demanda residual del generador Z.....	5
Figura 4. Franja marginal del generador Z.....	6
Figura 5. Ejemplo de precio de bolsa para una demanda de 50 KW.	6
Figura 6. Ejemplo de franjas de demanda de un día.	7
Figura 7. Ejemplo, franjas de demandas ordenadas de mayor a menor.	7
Figura 8. Estructura del clasificador bayesiano naive.	12
Figura 9. Metodología MCOM.....	14
Figura 10. Dos grupos V.S. precios de oferta de San Carlos.	19
Figura 11. Dos grupos V.S. precios de oferta de San Carlos sin atípicos.....	19
Figura 12. Tres grupos V.S. precios de oferta de San Carlos sin atípicos.....	20
Figura 13. Dos grupos V.S. precios de oferta de Tebsa.	24
Figura 14. Dos grupos V.S. precios de oferta de Tebsa sin atípicos.	24
Figura 15. Tres grupos V.S. precios de oferta de Tebsa sin atípicos.	25

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ejemplo de oferta de generadores	4
Tabla 2. Resultados de la función de demanda residual para diferentes generadores calculados para el 29/12/2005.....	8
Tabla 3. Coeficientes de correlación lineal del precio de oferta con los precios de demanda residual, evaluado con los datos obtenidos entre el 02/01/2003 y el 12/31/2005.	8
Tabla 4. Indicadores de influencia de la competencia en los precios de oferta.	15
Tabla 5. Franjas de demanda mínima, mediana y máxima.....	16
Tabla 6. Precios P1 y P2 de demanda residual de San Carlos.	17
Tabla 7. Precios P1 y P2 de demanda residual de San Carlos, sin CEE y con IPP a 31/12/2005.	17
Tabla 8. Precios discretos de demanda residual y de oferta de San Carlos.....	17
Tabla 9. Valores de información mutua de precios P1 y P2 de demanda residual de San Carlos.	18
Tabla 10. Coeficiente cofenético para los diferentes métodos de agrupamiento.	18
Tabla 11. Diez rangos de precios para las diferentes variables de San Carlos.	20
Tabla 12. Porcentajes de acierto en la clasificación de precios de oferta de San Carlos.....	20
Tabla 13. Precios de oferta seleccionados con los precios de demanda residual de mayor probabilidad de San Carlos.	21
Tabla 14. Precios P1 y P2 de demanda residual de Tebsa.....	22
Tabla 15. Precios P1 y P2 de demanda residual de Tebsa, sin CEE y con IPP a 31/12/2005.	22
Tabla 16. Precios discretos de demanda residual y de oferta de Tebsa.	23
Tabla 17. Valores de información mutua de precios P1 y P2 de demanda residual de Tebsa.....	23
Tabla 18. Coeficiente cofenético para los diferentes métodos de agrupamiento con datos de Tebsa.	24
Tabla 19. Diez rangos de precios para las diferentes variables de Tebsa.....	25
Tabla 20. Mayores valores de probabilidad condicional para cada rango de oferta de Tebsa.....	26
Tabla 21. Precios de oferta seleccionados con los precios de demanda residual de mayor probabilidad de Tebsa.	26
Tabla 22. Indicadores propuestos en los trabajos de grado para los países de Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú, Panamá y Colombia.	29
Tabla A- 1. Crecimiento anual de la demanda y de potencia instalada en Argentina.	38
Tabla A- 2. Margen de reserva en Argentina.	38
Tabla A- 3. HHI de energía entregada de Argentina.	39
Tabla A- 4. HHI de potencia instalada de Argentina.....	39
Tabla A- 5. C4 de potencia instalada de Argentina.....	39
Tabla A- 6. Potencia instalada por tecnología en Argentina.	39
Tabla A- 7. Factor de utilización por tecnología en Argentina.....	39
Tabla A- 8. Demanda por sector en Argentina.....	40
Tabla A- 9. Volatilidad, sensibilidad y precio promedio ponderado de energía en bolsa en Argentina.	40
Tabla A- 10. HHI de energía y potencia de Bolivia.	41
Tabla A- 11. C4 de potencia instalada de Bolivia.....	41
Tabla A- 12. Potencia instalada por tecnología en Bolivia.	41
Tabla A- 13. Crecimiento anual de la demanda y de potencia instalada en Bolivia.	41
Tabla A- 14. Factor de utilización por tecnología en Bolivia.....	42
Tabla A- 15. Margen de reserva en Bolivia.	42
Tabla A- 16. Demanda por sector en Bolivia.....	42
Tabla A- 17. Margen de reserva en Ecuador.	43
Tabla A- 18. Factor de utilización en Ecuador.....	43
Tabla A- 19. Crecimiento anual de demanda y potencia en Ecuador.....	43
Tabla A- 20. Potencia instalada por tecnología en Ecuador.....	43
Tabla A- 21. HHI de energía entregada en Ecuador.....	44

INTRODUCCIÓN

A mediados de la década de los noventa se desarrollaron en Latinoamérica diversos procesos de reestructuración de los mercados de energía eléctrica, en donde el estado pasó de ser el inversionista principal a cumplir un papel de regulador, planeador y supervisor del mercado. Se establecieron entonces como negocios las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización en las cuales se promueve la participación del sector privado.

En este nuevo esquema, el papel del estado como regulador implica mayores dinámicas, debido a las condiciones particulares del mercado de energía eléctrica el cual no es autorregulable por el simple hecho de ser atendido por múltiples empresas. Por ende es necesario el establecimiento de una entidad con el propósito exclusivo de emitir las normas y leyes que permitan mantener y preservar un nivel de eficiencia tal que se refleje tanto en las tarifas de los consumidores como en la calidad del producto final.

La labor del regulador se centra en la conformación y adecuación continua de cada una de las tres plataformas que componen el mercado de energía eléctrica. La primera plataforma es la estructura organizacional en la cual se cimientan las actividades que pueden ejercer cada uno de los participantes, la segunda plataforma está conformada por los intercambios comerciales en la cual se establecen tanto los productos que se pueden transar como la forma de realizar dichas transacciones y por último está la plataforma operacional que fija la metodología para la coordinación del despacho de energía.

Aunque cada uno de estos tres niveles están presentes en cada mercado, las condiciones de cada país imprimen características particulares que dificultan su estudio. Con el ánimo de explorar las características de los mercados latinoamericanos se desarrolló el proyecto denominado “Modelo de Análisis de Mercados de Energía Eléctrica mediante la Aplicación de una Metodología que involucra Inteligencia Competitiva y Agentes Inteligentes”⁴, al interior del cual se originó el presente trabajo de investigación con la finalidad de abordar en primera instancia un aspecto muy particular de la plataforma de intercambios comerciales y en segundo lugar la presentación de indicadores relacionados con la plataforma de la estructura organizacional y de intercambios comerciales en los mercados de energía eléctrica de Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Panamá.

PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

Una de las plataformas de mayor dinámica es la de intercambios comerciales, en la cual cada uno de los participantes esta evolucionando su comportamiento, buscando la forma de obtener mayores beneficios del mercado explotando en algunos casos los vacíos regulatorios del mismo.

Uno de los factores que reflejan la dinámica de la plataforma de intercambios comerciales, es el proceso de obtención del precio de bolsa, en el caso particular del mercado colombiano en el cual dicho precio alcanza altos niveles de volatilidad que en primera instancia se podrían adjudicar a los cambios entre estaciones de invierno y veranos prolongados (debido al peso que tiene la generación hidráulica en éste mercado) pero que también pueden ser ocasionados por el poder de mercado ejercido por uno o varios oferentes.

⁴ Trabajo de innovación ejecutado por el GISEL (Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica) de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), con el acompañamiento de Centro de Productividad y Competitividad del Oriente (CPC) en el marco de la “Convocatoria para Proyectos de Investigación COLCIENCIAS-ISA 2004”.

En este punto en particular se enfoca la primera parte del presente trabajo de investigación, en la exploración de los patrones de comportamiento de las ofertas de los generadores en función de las condiciones que se reflejan en la demanda residual.

La segunda parte de la investigación presenta indicadores relacionados con la demanda, la generación y los precios de bolsa en los mercados de energía eléctrica de Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Panamá. Estos indicadores permiten evaluar de forma histórica la evolución del mercado en torno a dichas variables y a su vez comparar el comportamiento de los mercados en diferentes países.

ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

Este documento se ha estructurado de la siguiente forma:

En el *Capítulo 1* se establecen de forma breve los conceptos necesarios para abordar los pasos de la metodología para la monitorización de la oferta, tales como la demanda residual, el agrupamiento jerárquico, la información mutua y el clasificador Naives Bayes.

En el *Capítulo 2* se describen los pasos de la metodología para la monitorización de la oferta.

En el *Capítulo 3* se aplica la metodología para la monitorización de las ofertas de San Carlos y Tebsa.

En el *Capítulo 4* se presentan los indicadores relacionados con las características de la demanda, la generación y los precios de bolsa para los mercados de energía eléctrica de Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Panamá.

El *Capítulo 5* recoge las conclusiones, tanto parciales como globales, destacando los aportes novedosos del mismo y las líneas de desarrollo.

I. DEMANDA RESIDUAL, AGRUPAMIENTO JERÁRQUICO Y REDES BAYESIANAS

Uno de los aspectos claves en el estudio del mercado mayorista es el comportamiento de las ofertas de los generadores, debido a su incidencia inmediata en la formación del precio de bolsa. Teniendo en cuenta que el mercado está en continua evolución día a día, y en el cual los generadores buscan la manera de afinar sus estrategias dependiendo del comportamiento de los otros generadores, los entes supervisores deben conocer y ejercer control sobre estos comportamientos. En este punto se examina la influencia ejercida por los precios de oferta en la estrategia de cada generador utilizando los conceptos de demanda residual, agrupamiento jerárquico y el clasificador bayesiano naive.

En las siguientes secciones se dan las definiciones teóricas para la demanda residual, el agrupamiento jerárquico y el clasificador bayesiano naive para finalmente abordar los pasos propuestos en la metodología.

I.1 COMPETENCIA EN LOS PRECIOS DE OFERTA DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

La bolsa de energía diariamente recibe las ofertas de los generadores, dichas ofertas pueden ser interpretadas como una estrategia en la cual cada generador transmite su intención de participar y/o atender un determinado número de las 24 franjas horarias disponibles. La interacción de las

ofertas en orden de precio de todos los generadores determina el conjunto de generadores con méritos para atender cada franja horaria. Al repetirse dicho proceso diariamente, el oligopolio formado por los generadores, ajusta sus precios de oferta en función de sus estrategias. Este ajuste continuo del precio se relaciona con la intención de un generador de atender un grupo de franjas de demanda por el cual tiene que competir, como se aprecia en la Figura 1, presentando casos en los cuales el incremento máximo (entre el año 2003 y 2005) en el precio de oferta de Tebsa de un día para otro fue del 175% (entre el 02/12/2003 y el 03/12/2003) y en San Carlos fue del 312% (entre el 23/12/2005 y el 24/12/2005).

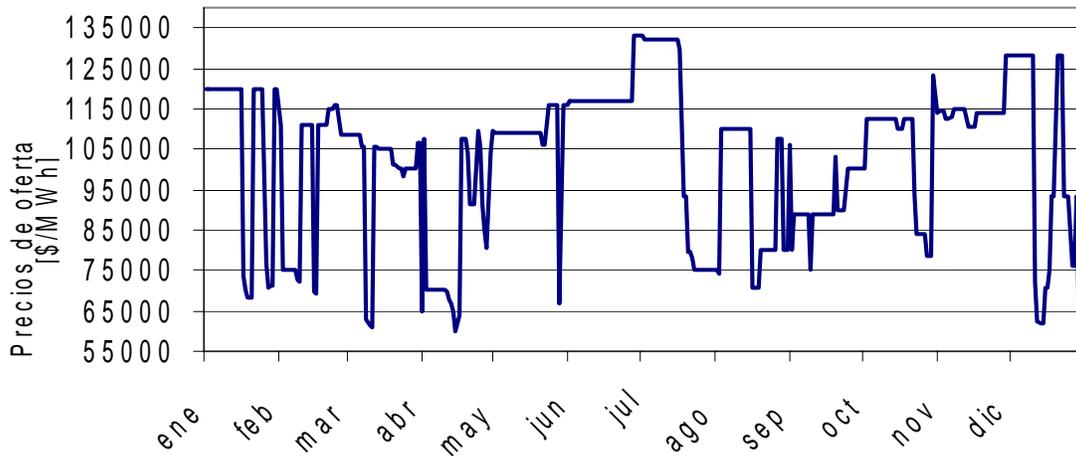


Figura 1. Precios de oferta de Tebsa en el año 2005.

No solo se compite por participar atendiendo un conjunto de franjas horarias, sino que además existe un interés por ser el precio marginal de bolsa asociado a una franja horaria. En el caso de la demanda mínima los líderes del mercado (entre el 2003 y el 2005) en fijar el precio de bolsa y ofertar para atender esta franja son San Carlos, Guavio y Guatrón, de los cuales sobresale Guatrón (512MW de capacidad instalada), el cual ejerce un mayor liderazgo en el precio⁵ de la demanda mínima, comparado con generador de mayor capacidad instalada como es el caso de Chivor (1000MW de capacidad instalada), Pagua, Guatapé y Betania.

1.2 DEMANDA RESIDUAL

Uno de los usos de la demanda residual en microeconomía es el estudio de la demanda que enfrenta una empresa que se designa como *líder* en el análisis del modelo *Liderazgo en la elección del precio* [Varian, 1999]. En dicho modelo, primero se explora el comportamiento de la empresa seguidora y luego se analizan las opciones que tiene la firma líder bajo el supuesto de la homogeneidad en el producto entregado.

Si se fija un precio p para atender una demanda $D(p)$, el seguidor ofrecerá una cantidad $S(p)$ a dicho precio y la cantidad que puede vender a igual precio el líder, será $R(p) = D(p) - S(p)$, a esta ecuación se le denomina función de demanda residual, la cual refleja las opciones que puede tener el líder en los diferentes niveles de precio, y a su vez transforma un esquema de duopolio en uno de monopolio en la demanda que enfrenta una empresa. Dicha demanda se denomina *demanda residual* y a la empresa se le denomina *líder*. Esta transformación es una de las características más importantes al utilizar la demanda residual en el mercado de energía eléctrica, pues permite analizar

⁵ Fijar el precio de bolsa y por ende ser el precio marginal de bolsa en una franja horaria determinada.

de forma particular una empresa en un esquema de oligopolio, como si dicha empresa fuera un monopolio que enfrenta una demanda residual.

La demanda residual en el mercado de energía mayorista permite ser una alternativa de análisis para el comportamiento de las ofertas [Baíllo, 2002], diferente al de fundamentar todo el análisis microeconómico en la conjetura de la elasticidad de la demanda, que en bienes inelásticos y por ende de difícil sustitución (en el corto plazo) como es el caso de la electricidad, presenta dificultades para cuantificar dicha elasticidad.

Al utilizar la función de demanda residual, la cual es una función decreciente con el precio, la conjetura se centra en la elasticidad o pendiente de dicha función y se analiza de forma individual cada generador como si fuera un monopolio, obteniendo un medio compacto de presentar las ofertas de la competencia, transformadas en una función de demanda que enfrenta un monopolio.

Además de la elasticidad, otra característica que se puede extraer de la demanda residual es la *franja de oferta marginal*. Esta se aprecia en el siguiente ejemplo, el cual se desarrolla en un mercado eléctrico ideal (sin restricciones de red), abastecido por cinco generadores y en cuyas interacciones diarias se presentaron las siguientes ofertas:

Tabla 1. Ejemplo de oferta de generadores

Generador	Precio [\$/kW]	Disponibilidad [MW]
X	5	100
Y	10	200
W	20	300
M	15	100
Z		300

Para calcular la función de demanda residual del generador Z, primero se obtiene la función de oferta agregada, conformada por las ofertas de los generadores X, Y, W y M, en orden de precio menor a mayor se adicionan las disponibilidades para formar la función de oferta agregada $S_{-1}(p)$, como se aprecia en la Figura 2.

Si se asume una demanda, totalmente inelástica de 500 MW, aplicando la ecuación $R(p) = 500 - S_{-1}(p)$, se obtiene la función de demanda residual $R(p)$ del generador Z, Figura 3. En el eje horizontal de la figura se encuentra la potencia requerida por el mercado y en el eje vertical los precios que el mercado está dispuesto a pagar por dicha potencia. En el ejemplo, si el generador Z desea participar en la atención de la demanda $R(p)$ puede seleccionar un rango de precio que va de \$0 a \$20, correspondiente a un rango de potencia de 0 a 500 MW. Debido a que el generador Z tiene una disponibilidad máxima de 300 MW, el rango de interacción del generador Z con la demanda disminuye a un rango de precios de \$20 a \$10, dicho rango se designa con el nombre de franja de oferta marginal.

Para una función de demanda residual es fácil apreciar que a mayor disponibilidad del generador, mayor será su franja de oferta marginal y debido a la forma escalonada de la función es posible que la franja de oferta marginal no tenga un único valor en el eje horizontal.

Si el precio de oferta del generador Z, se encuentra en el rango comprendido por la franja de oferta marginal, el generador fijará o tendrá un precio igual al precio de bolsa⁶. Por ejemplo, si el generador Z oferta un precio de \$14, a partir de su función de demanda residual se deduce que el mercado a dicho precio sólo consumiría una cantidad de 200 MW, ver Figura 4, como ya se indicó el precio de oferta de Z al estar dentro del rango de la franja de oferta marginal será el precio de Bolsa, ver Figura 5

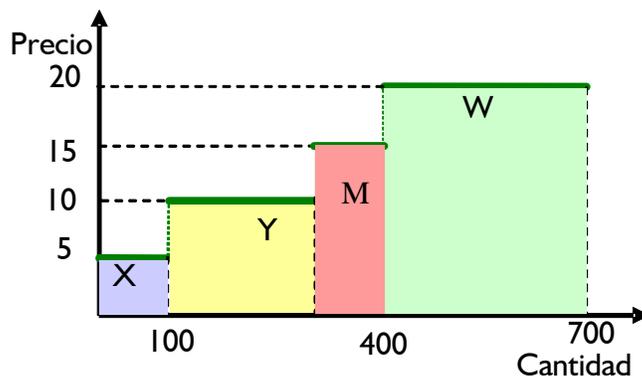


Figura 2. Ejemplo de oferta agregada.

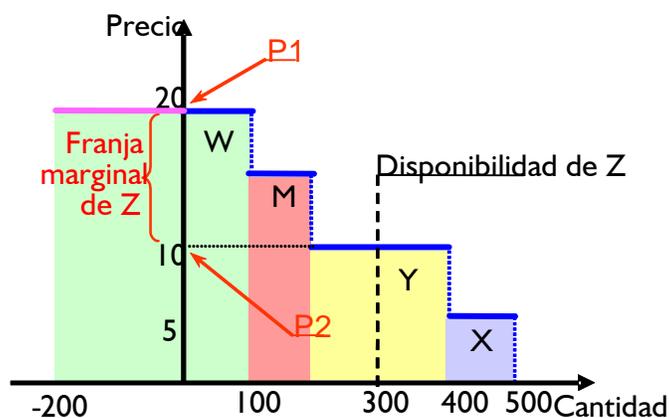


Figura 3. Función de demanda residual del generador Z.

⁶ Precio de bolsa: “En condiciones normales de operación, corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Representa un precio único para el sistema interconectado en cada período horario”. Tomado de www.isa.com.co

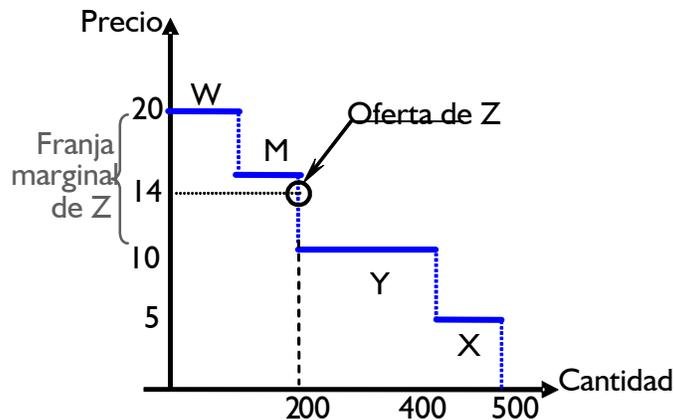


Figura 4. Franja de oferta marginal del generador Z

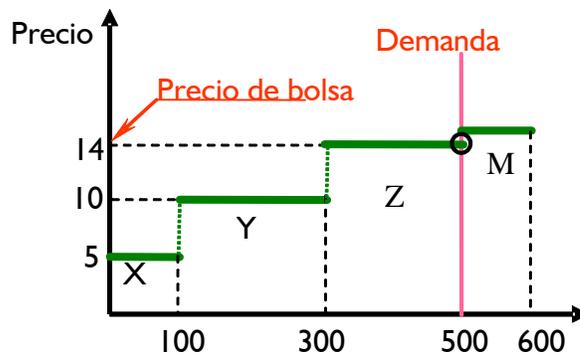


Figura 5. Ejemplo de precio de bolsa para una demanda de 500 MW.

1.2.1 Elementos representativos de la franja de oferta marginal

La franja de oferta marginal es el rango de precios que puede seleccionar un generador para que su oferta sea igual al precio de bolsa (como se indicó en el ejemplo anterior). El límite inferior de la franja de oferta marginal es el precio P_2 , obtenido en el punto de intersección de la disponibilidad del generador con su función de demanda residual $R(p)$. Si un generador fija su precio de oferta inferior al precio P_2 de su función de demanda residual, sería despachado con toda su disponibilidad.

El límite superior de la franja de oferta marginal es el precio P_1 en el cual $R(p)$ corta el eje de precios, ver Figura 3. Si un generador fija su precio de oferta tendiendo (inferior) al precio P_1 , dicho generador será despachado con una cantidad igual o inferior al ancho del escalón relacionado con el precio P_1 , que sería el despacho mínimo (mayor que cero) obtenido para dicha demanda residual.

Los precios P_1 y P_2 son los valores a extraer de la demanda residual y en que se centra el análisis posterior del comportamiento de la oferta. Estos precios representan los límites donde el precio de oferta del generador se convierte en marginal, si es superior o igual a P_2 y menor al máximo precio (P_1). Al situar el precio de oferta en este rango dicha oferta será seleccionada para atender la demanda ideal requerida.

1.2.2 Aplicación de la demanda residual al mercado colombiano

En el mercado colombiano los generadores presentan una oferta diaria que contiene su disponibilidad y precio, para cubrir veinticuatro franjas de demanda, ver Figura 6. Las ofertas se

ordenan en función del precio y las de menor precio son las primeras seleccionadas para atender cada una de las veinticuatro franjas de demanda ideal. Si la oferta de un generador clasifica para atender la demanda ideal mínima, automáticamente clasificaría en el despacho ideal de las siguientes veintitrés franjas de demanda. De igual forma, si un generador clasifica por su precio de oferta para atender la mediana de las veinticuatro franjas de demanda, automáticamente clasificaría en el despacho ideal de las siguientes doce horas.

Al ordenar las veinticuatro franjas de demanda de mayor a menor, se aprecian los niveles de demanda que asocian cada una de las horas a ser despachado, ver Figura 7.

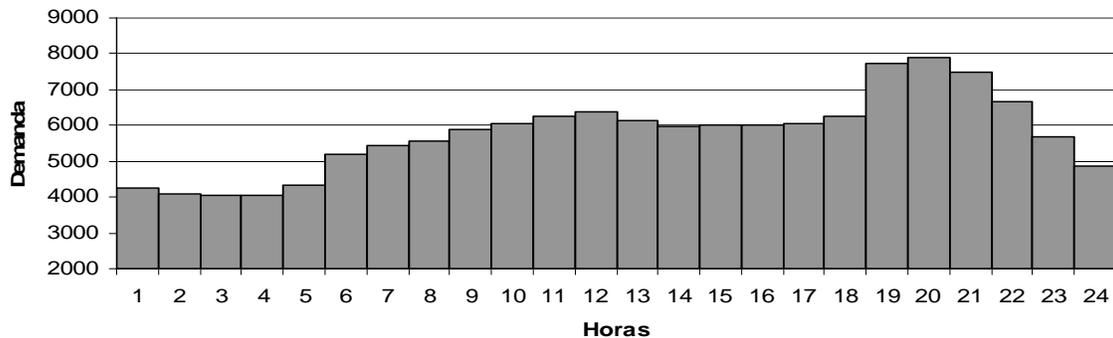


Figura 6. Ejemplo de franjas de demanda de un día.

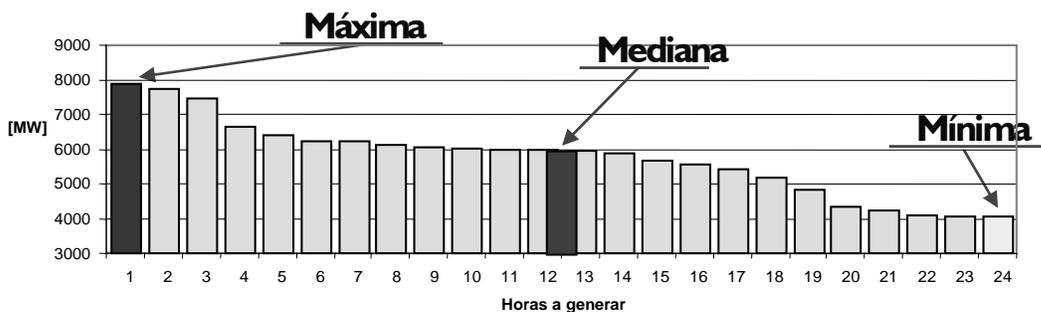


Figura 7. Ejemplo, franjas de demandas ordenadas de mayor a menor.

Los insumos requeridos para calcular la demanda residual son tres. El primero es elegir un generador, el segundo es obtener las ofertas (precio, disponibilidad e inflexibilidad) del resto de generadores y el tercero es definir la demanda (la franja horaria). Teniendo en cuenta este último requisito, se podrían calcular veinticuatro funciones de demanda residual por generador para cada día.

Para simplificar el análisis de la demanda residual se seleccionan tres franjas de demanda: la mínima, la mediana y la máxima, que representan el conjunto de demandas por día. Para cada una de estas tres funciones de demanda residual se calcularon los datos de precio P_1 (precio en el cual $R(p)$ corta el eje de precios) y el precio P_2 (precio para el cual la disponibilidad del generador corta la función $R(p)$), como datos característicos de cada función.

Tabla 2. Resultados de la función de demanda residual para diferentes generadores calculados para el 29/12/2005

Nombre Generador	Precio 1 [\$/MWh] de cada demanda			Precio 2 [\$/MWh] de cada demanda		
	Máx	Med	Mín	Máx	Med	Mín
ALBAN	132000	78600	72000	132000	78600	71500
BETANIA	132000	78600	72000	132000	78600	71500
CHIVOR	138000	78600	72000	84990	75000	29779
DORADA1	132000	78600	71500	126049	78600	71289
FLORES1	132000	78600	71500	93079	78600	29779
GUAJIRI1	132000	78600	71500	93079	78600	29779
GUATRON	132000	78600	71500	132000	78600	29779
GUAVIO	160000	79000	78500	132000	78600	71500
MIELI	132000	78600	72000	132000	78600	71500
PAGUA	132000	78600	71500	124914	78500	29779
PAIPA4	132000	78600	72000	132000	78600	29779
PORCE2	132000	78600	71500	132000	78600	29779
PROELEC1	132000	78600	71500	126049	78600	71500
SANCARLOS	160000	79000	71500	132000	72000	29779
TASAJERI	132000	78600	71500	132000	78600	29779
TCENTRO1	132000	78600	71500	93079	78600	29779
TEBSA	132000	78600	71500	90000	78500	29779

La Tabla 2 presenta un ejemplo de los datos calculados utilizando las demandas pronosticadas por CND y los precios de oferta de la competencia de cada generador del día anterior. La mezcla de datos del día anterior con la demanda pronosticada del día siguiente, tiene por objetivo buscar que interactúen las condiciones del mercado para las cuales el generador definirá su oferta del día siguiente.

1.2.3 Coeficiente de correlación lineal

Una forma preliminar (a la búsqueda de patrones) de evaluar el grado de asociación lineal existente entre los precios de demanda residual (P_1 y P_2) con los precios de oferta, es utilizando el coeficiente de correlación lineal de Pearson. En la Tabla 3, se muestra el resultado del cálculo del coeficiente de correlación para las tres franjas de demanda.

Tabla 3. Coeficientes de correlación lineal del precio de oferta con los precios de demanda residual, evaluado con los datos obtenidos entre el 02/01/2003 y el 12/31/2005.

	P1 DemMáx	P2 DemMáx	P1 DemMed	P2 DemMed	P1 DemMín	P2 DemMín
ALBAN	0,0756	0,0612	0,2499	0,2589	0,2611	0,2116

	P1 DemMáx	P2 DemMáx	P1 DemMed	P2 DemMed	P1 DemMín	P2 DemMín
BETANIA	0,0764	0,0379	0,2281	0,2384	0,2552	0,2246
GUATRON	0,0388	0,0570	0,3800	0,4216	0,4677	0,4252
PORCE2	0,0632	0,0850	0,1277	0,1268	0,1192	0,1129
CHIVOR	-0,1379	-0,1713	0,0574	0,1481	0,2171	0,1334
GUAVIO	0,0595	0,0186	0,1978	0,3416	0,3649	0,2110
PAGUA	-0,1553	-0,1473	-0,0118	0,0064	0,0259	0,0025
SAN CARLOS	0,0679	0,0764	0,2456	0,5161	0,5763	0,2656
DORADA	0,1145	0,1137	0,0722	0,0763	-0,0175	-0,0262
FLORES	-0,0410	-0,0511	-0,0246	-0,0229	0,0094	-0,0025
FLORES 3	0,0341	0,0448	0,1359	0,1456	0,1221	0,1173
TASAJERO I	0,0699	0,0557	0,1100	0,0988	0,0464	0,0347
TEBSA	-0,1213	-0,1819	-0,4052	-0,4144	-0,3988	-0,2853
PAIPA4	0,0169	0,0040	-0,0945	-0,0994	-0,1326	-0,1327

Los coeficientes de correlación más altos de los generadores hidráulicos evaluados se obtuvieron con el precio P_1 de la demanda residual mínima, destacándose los valores altos de San Carlos, Guatron y Guavio. Para los generadores térmicos evaluados los coeficientes de correlación de forma general fueron cercanos a cero, lo cual indica que no hay una asociación lineal de los precios de oferta con los precios (P_1 y P_2) de la demanda residual, a excepción de Tebsa el cual presentó una correlación alta con el precio P_1 de la demanda residual mediana. Aunque algunos generadores presentan coeficientes de correlación cercanos a cero, no se puede concluir que entre ellos y la demanda residual no exista algún tipo de asociación.

1.3 TÉCNICA JERÁRQUICA DE AGRUPAMIENTO

Una vez definidas las características a extraer de las funciones de demanda residual, se procede a la búsqueda de patrones que permitan identificar la influencia ejercida por los precios de la competencia del día anterior (representados en los precios P_1 y P_2) en la formulación del precio de oferta de un generador.

La técnica jerárquica de agrupamiento busca de forma general aglomerar objetos en función de su similitud, la cual se mide a partir de sus características. La idea es formar grupos homogéneos, de forma tal que se presente una mayor heterogeneidad entre los mismos. En este caso los objetos serían los valores diarios de las variables P_1 y P_2 (de la demanda residual) particulares de un generador. Una vez agrupados los diferentes días, se evalúa la relación existente entre los precios de oferta y los grupos conformados. El uso de esta técnica nos permite resumir el conjunto de información de 1095 días (días evaluados entre 02/01/2003 y el 12/31/2005) en pequeños grupos y analizar de una forma más simplificada la relación que existe entre los precios de la competencia reflejados en las variables P_1 y P_2 , con los precios de oferta de un generador.

Para realizar el agrupamiento de los diferentes objetos, primero se seleccionan las variables, luego se mide la similitud entre cada uno de los objetos y finalmente se agrupan los más similares.

1.3.1 Selección de variables

Aunque la técnica de agrupamiento jerárquico permite formar grupos con múltiples variables, se logra una mejor estructura si se utilizan las variables que mayor grado de asociación presenten con el precio de oferta, dichas variables se obtienen utilizando la fórmula de información mutua.

1.3.1.1 Información mutua

La fórmula de información mutua, se utiliza para filtrar datos, evaluando el grado de asociación entre dos variables, basado en la cantidad de incertidumbre que una variable despeja de la otra, [Armañanzas, 2004] mediante la siguiente fórmula. Si el valor calculado es igual a cero, esto indica que las dos variables evaluadas son independientes, pero si el valor es cercano a uno o superior, indica una alta dependencia entre las variables.

$$IM(X; C) = \sum_{i=1}^{r_x} \sum_{j=1}^{r_c} P(x_i, c_j) \log \left(\frac{P(x_i, c_j)}{P(x_i)P(c_j)} \right)$$

El procedimiento que se lleva a cabo es el siguiente: tomar como variable fija el precio de oferta y evaluarlo con cada una de las otras seis variables (P_1 y P_2 asociados a las franjas de demanda), utilizando la fórmula indicada. Una vez calculado el valor IM, se seleccionan las variables con mayor puntuación y que sean mayores o iguales a dos varianzas por encima de la media⁷.

Pasos para obtener los valores de IM:

- *Ajuste preliminar de los precios:* Quitar el componente del costo equivalente de la energía (CEE) y corregir el cambio producido por la inflación, lo cual se realiza empleando el índice de precios al productor (proyectando los precios a diciembre de 2005). El costo equivalente de la energía es un valor fijado por CND⁸ para cada mes y debe ser adicionado al precio de oferta, por lo cual no sería correcto comparar precios que tienen diferentes valores de CEE.

$$P' = (P - CEE_{mes}) IPP_{Dic_2005} / IPP_{mes}$$

- *Discretizar los datos:* Agrupar cada variable en igual número de estados, en este caso se conformaron 10 grupos para cada variable. La agrupación se realiza primero evaluando la distancia euclídea entre datos y luego formando los conglomerados con el encadenamiento medio.
- *Calculo de probabilidades:* Calcular la probabilidad marginal y conjunta de cada variable con el precio de oferta.
- Aplicar la fórmula de IM.

1.3.2 Medición de la similitud

Para evaluar la similitud o parecido entre objetos (cuyos datos constan de valores métricos) se usan las medidas de distancia, que permite calcular la proximidad que existe entre estos [Hair & Anderson, 1999].

Las medidas de distancia son una forma de evaluar la diferencia que existe entre objetos, cuya relación inversa revela una mayor correspondencia, esto es, a menor distancia, mayor similitud.

La medida de distancia de mayor uso es la distancia euclídea o distancia geométrica, la cual en el caso de dos variables hace uso del teorema de Pitágoras y de forma general para n variables utiliza la siguiente fórmula.

$$d(i, j) = \sqrt{(x_{i1} - x_{j1})^2 + (x_{i2} - x_{j2})^2 + \dots + (x_{in} - x_{jn})^2}$$

⁷ Aplicando el procedimiento denominado umbral de corte [Armañanzas, 2004].

⁸ Según lo dispuesto por la resolución Creg 116 de 1996.

La toolbox de Matlab cuenta con la función `pdist` que permite calcular las distancias euclídea entre los diferentes datos.

1.3.3 Formación de grupos

Una vez definida la forma de medir la similitud, se procede a encadenar o aglomerar objetos similares. Para definir la forma como un objeto se integra o conforma un grupo, se han definido varios algoritmos jerárquicos de aglomeración.

Los algoritmos jerárquicos de aglomeración tienen en común que toman todo el conjunto de objetos y en cada paso se busca integrar los objetos o grupos más cercanos de forma continua hasta obtener el número de grupos requeridos. La diferencia radica en el criterio que utilizan para definir la distancia entre grupos o la distancia entre un grupo y un objeto.

Los algoritmos jerárquicos de aglomeración más comunes son:

- *Encadenamiento simple*: La distancia entre un grupo y un objeto se evalúa a partir del componente del grupo que se encuentre más cerca al objeto o entre los componentes más cercanos entre dos grupos.
- *Encadenamiento completo*: La distancia entre un grupo y un objeto se evalúa a partir del componente del grupo que se encuentre más lejano al objeto o entre los componentes más lejanos de dos grupos.
- *Encadenamiento medio o promedio*: La distancia entre un grupo y un objeto se evalúa a partir del promedio de las distancias de cada componente del grupo al objeto o el promedio de las distancias entre cada uno de los componentes de dos grupos.
- *Método del Centroide*: De cada grupo se obtienen los valores medios de sus componentes (el centroide) y la distancia entre dos grupos es la distancia entre sus centroides.
- *Método de Ward*: La distancia entre dos grupos es el cuadrado de la distancia entre sus centroides afectada por un factor que esta en función del número de componentes de cada grupo.

Para elegir cuál algoritmo utilizar, se emplea el coeficiente de correlación cofenético, el cual evalúa la distorsión causada por el algoritmo en el proceso de agrupamiento. El coeficiente más alto entre los diferentes algoritmos, será seleccionado.

El coeficiente de correlación cofenético toma valores entre cero y uno, siendo uno un indicador de alto nivel de homogeneidad en los grupos conformados. Matlab cuenta con la función `linkage` para evaluar los diferentes algoritmos de encadenamiento y con la función `cophenet` para evaluar el coeficiente de correlación cofenético.

1.4 CLASIFICADOR BAYESIANO NAIVE

Las redes bayesianas de forma general permiten evaluar el grado de certeza o estimación de la probabilidad en las relaciones causa-efecto, de forma bidireccional. Para describir las relaciones de dependencia entre variables se utiliza un grafico acíclico direccional [Hernández & Ramírez, 2004].

La estimación de la probabilidad se realiza utilizando el teorema de Bayes, cuya fórmula básica para la probabilidad condicional en circunstancias de dependencia es [Levin & Rubin, 1996]:

$$P(A|X) = \frac{P(A, X)}{P(X)}$$

$P(A,X)$ es la probabilidad conjunta de que suceda el evento A y el evento X a la vez. $P(X)$ es la probabilidad marginal de que suceda en el evento X y $P(A|X)$ es la probabilidad condicional de que dado el evento X ocurra el evento A.

Cuando se aplica el teorema de Bayes a un conjunto de muchas variables, la complejidad del cómputo aumenta, puesto que se debe calcular la distribución de probabilidades de dicho conjunto de variables. Para permitir un cómputo más manejable se asume que las variables son independientes dada una variable llamada clase, dicho supuesto es utilizado en el clasificador bayesiano naive.

El clasificador bayesiano naive es uno de los más utilizados debido a que sus resultados son competitivos, incluso cuando se compara con redes neuronales [Michie & Spiegelhalter, 1994] u otras técnicas llegando en algunos casos a superarlas.

El modelo gráfico que se obtiene al asumir el supuesto de independencia entre variables, es el de un nodo raíz (la variable clase) del cual se desprenden todas las variables [Hernández & Ramírez, 2004], como lo muestra la estructura en la Figura 8.

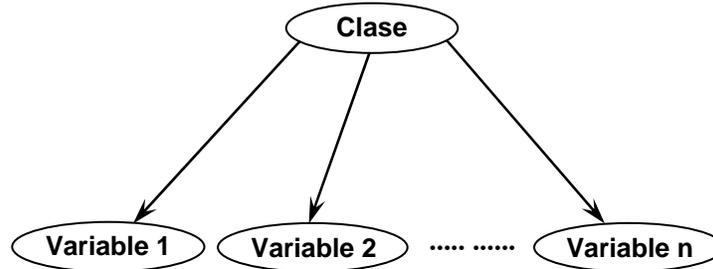


Figura 8. Estructura del clasificador bayesiano naive.

Si se desea evaluar cuál es el valor más probable de la variable clase, la cual tiene k posibles estados $\{c_1, \dots, c_k\}$, dados unos estados de las otras variables ($V_1=v_1, \dots, V_n=v_n$), se busca el valor máximo probable a posteriori (MAP):

$$C_{MAP} = \arg \max_{c \in \{c_1, \dots, c_n\}} p(v_1, \dots, v_n | c) p(c)$$

Teniendo en cuenta el supuesto de independencia entre las variables dada la variable clase, la fórmula anterior se modifica y se obtiene la siguiente:

$$C_{MAP} = \arg \max_{c \in \{c_1, \dots, c_n\}} p(c) \prod_{i=1}^n p(v_i | c)$$

Como pueden existir combinaciones de estados que no están presentes en los datos históricos a evaluar, se realiza una estimación basada en la ley de sucesión de Laplace, con lo cual se evita que su probabilidad conjunta sea cero y por ende el MAP sea cero aplicando la siguiente fórmula:

$$p(v_i | c_j) = \frac{n(v_i, c_i) + 1}{n(c_i) + |\Omega_{v_i}|}$$

Donde: $n(v_i, c_i)$ es el número de veces que ocurre v_i y c_i a la vez, $n(c_i)$ es el número de veces que ocurre c_i y $|\Omega_{v_i}|$ es el número de estados que puede tomar la variable V.

2. MONITORIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA (MCOM).

El precio de oferta de cada generador que participa en el despacho ideal es el reflejo de una estrategia o plan de negocio que busca un nivel de ingresos, los cuales son afectados por la volatilidad en los precios de oferta. Para poder participar en el despacho ideal cada generador estará pendiente de los precios del mercado y buscará fijar un precio de oferta que le permitirá desarrollar sus objetivos de negocio. Por ende, dicho precio de oferta de cierta manera está ligado a los precios de los otros generadores. Este es el punto en el cual se enfoca la metodología de monitorización, al buscar patrones de comportamiento que relaciones los precios de oferta de los otros generadores en la oferta diaria de cada generador, teniendo en cuenta la demanda pronosticada por CND.

Para explorar la relación de los precios de oferta de los otros generadores en la oferta diaria de cada generador, se requiere de un concepto que permita sintetizar los precios de oferta de los otros generadores (del día anterior) con el pronóstico de la demanda (para el día de oferta), dicho concepto es la demanda residual. De esta forma en la demanda residual, se mezclan los riesgos y condiciones actuales del mercado reflejadas en los precios de oferta de los otros generadores con las nuevas condiciones de demanda plasmadas en los pronósticos de demanda del día a ofertar dentro del contexto del despacho ideal.

En la búsqueda de asociaciones de los precios de oferta con el conjunto de precios de la competencia, se toman los datos más representativos de la demanda residual (ver sección de demanda residual), los precios P1 y P2 de las franjas de demanda mínima, mediana y máxima, los cuales se procesan con las técnicas de agrupamiento jerárquico y clasificador bayesiano naive.

En resumen la metodología MCOM explora la influencia de los precios de oferta de los otros generadores en los precios de oferta de cada generador, utilizando los conceptos de la demanda residual, el agrupamiento jerárquico y el clasificador bayesiano naive.

Los pasos propuestos por la metodología MCOM se indican en la figura siguiente.

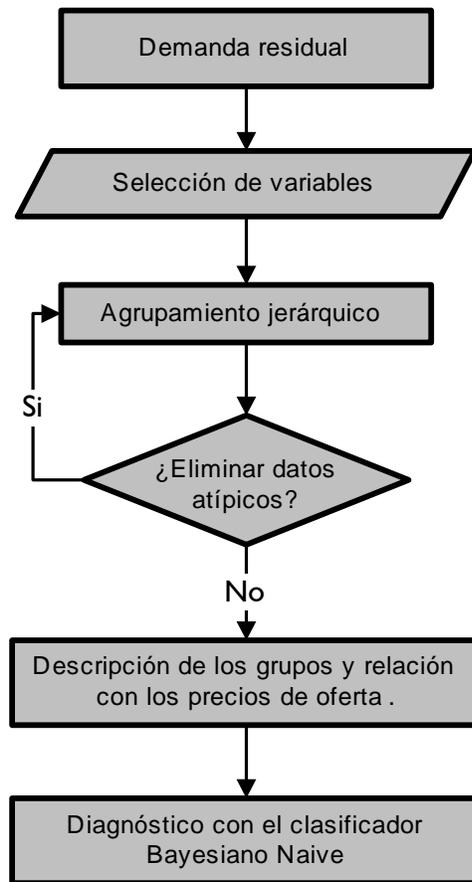


Figura 9. Metodología MCOM.

2.1.1 Cálculo de la demanda residual

La demanda residual se calcula de forma diaria, para una franja de demanda y para un generador, siguiendo los siguientes pasos:

- Recolección de los precios y la disponibilidad flexible de la competencia del día anterior, las inflexibilidades de la competencia, la disponibilidad flexible y las inflexibilidades declaradas para el día de oferta por el generador de estudio, el pronóstico de demanda del CND para el día de oferta y el costo equivalente de energía (CEE) de cada mes.
- Con los datos del pronóstico de demanda, se obtienen las franjas de demanda mínima, mediana y máxima.
- Para cada una de las tres franjas de demanda indicada se calcula la demanda residual, la cual tiene como escalón de piso la suma de todas las inflexibilidades y el resto de escalones lo conforman las ofertas de la competencia.
- Se extraen los precios P1 y P2 de las tres funciones de demanda residual obtenida.

Un ejemplo de los datos que podemos obtener con los pasos anteriores se presenta en la Tabla 2 titulada “Resultados de la función de demanda residual para diferentes generadores calculados para el día 29 de diciembre de 2005”.

2.1.2 Selección de variables

Con el objetivo de procesar los precios P1 y P2 que mayor asociación presenten con los precios de oferta, se realiza la selección de variables utilizando la fórmula de información mutua, cuyos pasos se indican en la sección 1.3.1.1.

2.1.3 Agrupamiento jerárquico

El agrupamiento jerárquico de los precios P1 y P2 (seleccionados en el paso anterior), permite resumir el estado de dichos precios en los grupos conformados, para su posterior asociación con los precios de oferta del generador de estudio.

Los pasos para realizar el agrupamiento jerárquico son:

- Calcular la distancia euclídea entre los datos.
- Seleccionar el método de agrupamiento, utilizando el coeficiente cofenético.
- Conformar los grupos: Inicialmente se conforman dos grupos y se va incrementando el número de grupos (máximo número de grupos a conformar es de diez grupos), de forma que permita evaluar su asociación con el precio. Si no hay una asociación clara entre un rango de precios y un grupo no se incrementa el número de grupos. La toolbox de Matlab cuenta con la función *dendrogram* la cual permite realizar el agrupamiento.

2.1.4 Eliminación de atípicos

En algunos casos cuando no se presentan asociaciones entre un rango del precio de oferta y un grupo, se debe a la presencia de atípicos, los cuales se pueden visualizar graficando los precios de oferta y buscando los precios punta que generalmente se presentan en muy pocas ocasiones. Una vez eliminados se debe repetir el proceso de agrupamiento, teniendo en cuenta que la eliminación de estos precios no garantiza la presencia de asociaciones.

2.1.5 Descripción de los grupos y su relación con los precios de oferta.

En esta etapa se toma cada grupo y se obtienen sus características como el rango de los precios P1, P2 y el centroide de cada grupo. En cuanto a la relación con los precios de oferta se describe en qué rango se presenta una relación uno a uno, es decir, que el precio de oferta sólo se asocia con un grupo determinado y en cuál rango se presenta asociación con dos o más grupos..

2.1.6 Diagnóstico con el clasificador bayesiano naive.

El diagnóstico permite encontrar las relaciones más fuertes de los datos P1 y P2 que existen asociadas a un rango de precios, indicando la probabilidad con la cual se presentan. Para obtener dicho diagnóstico se realizan los siguientes pasos:

- Discretizar de forma individual cada variable conformando diez estados por variable, incluido el precio de oferta. El proceso de discretización se realiza calculando la distancia euclídea y conformando los diez grupos con el método de encadenamiento promedio.
- Se infieren los valores históricos calculando el valor máximo probable a posteriori (MAP) y se evalúa el nivel de acierto de dicha inferencia para los cuales se definen los siguientes indicadores:

Tabla 4. Indicadores de influencia de la competencia en los precios de oferta.

Porcentaje de aciertos	Descripción
100% - 75%	Segmento de precio de oferta con alta

Porcentaje de aciertos	Descripción
	influencia de la competencia.
75% - 50%	Segmento de precio de oferta con influencia media de la competencia.
50% - 25%	Segmento de precio de oferta de baja influencia de la competencia.
25% - 0%	Segmento de precio de oferta de despreciable influencia de la competencia.

- Seleccionar los rangos de precios de oferta cuyo comportamiento presentan una mayor relación (segmentos mayores o iguales a un 50% de aciertos) ante las variables seleccionadas. Los rangos de precios seleccionados son los rangos en los cuales el clasificador encuentra un patrón de asociación alto de los precios de demanda residual con las ofertas.
- *Precios de demanda residual asociados a los patrones encontrados:* Tomando solo los rangos de ofertas seleccionados (segmentos con aciertos mayores o iguales al 50%), se busca, cuales son los precios de demanda residual que mayor asociación presentan, calculando la probabilidad condicional dada la oferta por la probabilidad condicional dado el precio de demanda residual.

$$P(X_1 | \text{PrecioOferta}) * P(\text{PrecioOferta} | X_1)$$

Utilizando el teorema de Bayes asumiendo que las variables son independientes. Con los valores obtenidos se seleccionan los de mayor probabilidad. Si la probabilidad obtenida es menor del 10%, nos indica que no existe un único valor de demanda residual fuertemente asociado al rango del precio de oferta evaluado, sino que existe un conjunto de valores de demanda residual asociado a dicho precio de oferta.

3. APLICACIÓN DE MCOM EN LOS PRECIOS DE OFERTA DE SAN CARLOS Y TEBSA

En este numeral se aplica la metodología MCOM a San Carlos (hidroeléctrica) y a Tebsa (termoeléctrica), las cuales se evaluarán para el periodo comprendido entre 01/01/2003 y el 31/12/2005.

3.1 CÁLCULO DE LAS FRANJAS DE DEMANDA

Para el cálculo de la demanda residual se requieren como variables de entrada los precios de oferta, disponibilidad e inflexibilidades de todos los generadores y los veinticuatro pronósticos de demanda del CND de forma diaria para el periodo de estudio indicado.

Obtención de las franjas de demanda: Para cada uno de los días se extrae la demanda mínima, mediana y máxima en (MW/h). Para cada una de ellas se calculará la demanda residual.

Tabla 5. Franjas de demanda mínima, mediana y máxima

Fecha	Demanda [MW/h]		
	Mínima	Mediana	Máxima
04/01/2003	3899	5108	6934

Fecha	Demanda [MW/h]		
	Mínima	Mediana	Máxima
05/01/2003	3778	4395	6473
06/01/2003	3656	4456	6615
07/01/2003	3607	5375	7342

Los datos de la tabla son utilizados para calcular la demanda residual tanto de San Carlos como de Tebsa.

3.2 APLICACIÓN DE MCOM A LOS PRECIOS DE OFERTA DE SAN CARLOS

Para cada una de las tres demandas seleccionadas (máxima, mediana y mínima) se calcula la función de demanda residual de San Carlos, utilizando como insumo todas las ofertas del día anterior de los otros generadores y se incluye la inflexibilidad de San Carlos para el día de la oferta. En la siguiente tabla se presentan los datos obtenidos de la demanda residual (precios P1 y P2 en [\$/MWh]) para los primeros días del 2003.

Tabla 6. Precios P1 y P2 de demanda residual de San Carlos.

Fecha	Dem. Máx. P1	Dem. Máx. P2	Dem. Mediana P1	Dem. Mediana P2	Dem. Mín. P1	Dem. Mín. P2
04/01/2003	72000	70000	69000	64000	64000	62100
05/01/2003	70000	65000	62500	60000	62500	57000
06/01/2003	71000	70000	65000	64000	64100	63000
07/01/2003	74000	71000	68490	64600	64600	61500
08/01/2003	76000	74000	71000	66000	64600	64000
09/01/2003	76000	68000	67000	66000	66000	60000

Restar el CEE a cada uno de los precios P1, P2 y el precio de oferta de San Carlos y corregir con el IPP de diciembre de 2005, de esta manera los precios de la tabla anterior quedarían como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7. Precios P1 y P2 de demanda residual de San Carlos, sin CEE y con IPP a 31/12/2005.

Fecha	Precio de oferta	Dem. Máx. P1	Dem. Máx. P2	Dem. Mediana P1	Dem. Mediana P2	Dem. Mín. P1	Dem. Mín. P2
04/01/2003	35008	43383	41150	40033	34450	34450	32328
05/01/2003	27191	41150	35566	32775	29983	32775	26633
06/01/2003	33891	42266	41150	35566	34450	34561	33333
07/01/2003	30095	45617	42266	39464	35120	35120	31658
08/01/2003	31770	47850	45617	42266	36683	35120	34450
09/01/2003	38358	47850	38916	37800	36683	36683	29983

3.2.1 Selección de variables relacionadas con los precios de oferta de San Carlos

Para el cálculo de los valores de información mutua, se requiere discretizar en diez segmentos de forma individual los precios P1, P2 y los precios de oferta, obtenidos del paso anterior y para el conjunto de días comprendidos entre 04/01/2003 al 31/12/2005. Utilizando las funciones de Matlab *pdist*, *linkage* (usando el método 'average') y *dendrogram*.

Tabla 8. Precios discretos de demanda residual y de oferta de San Carlos.

Fecha	Precio de oferta	Dem. Máx. P1	Dem. Máx. P2	Dem. Mediana P1	Dem. Mediana P2	Dem. Mín. P1	Dem. Mín. P2
04/01/2003	3	9	9	3	8	3	1
05/01/2003	3	9	9	3	8	4	2
06/01/2003	3	9	9	3	8	3	1
07/01/2003	3	9	9	3	8	3	2
08/01/2003	3	9	9	3	2	3	1
09/01/2003	4	9	9	3	2	3	2
10/01/2003	4	9	9	3	2	3	9
11/01/2003	4	9	9	3	2	3	9
12/01/2003	4	9	9	3	8	3	4
13/01/2003	4	9	9	3	2	3	9
14/01/2003	4	9	9	3	2	3	9
15/01/2003	4	9	9	3	2	3	1
16/01/2003	4	9	9	3	2	3	9
17/01/2003	4	9	9	3	2	4	4
18/01/2003	4	9	9	3	2	3	9

Con las variables discretas se calcula el valor de información mutua de cada variable con el precio de oferta.

Tabla 9. Valores de información mutua de precios P1 y P2 de demanda residual de San Carlos.

	Valor de información mutua
Dem. Mín. P1	0,28303
Dem. Mediana P2	0,21037
Dem. Mín. P2	0,17672
Dem. Mediana P1	0,13167
Dem. Máx. P1	0,036838
Dem. Máx. P2	0,033377

Se seleccionan las variables que sean mayores o iguales a dos varianzas por encima de la media, obtiene el punto de corte en 0.1615. Por lo tanto se seleccionan las siguientes variables: precio P1 de demanda mínima, precio P2 de demanda mediana y precio P2 de demanda mínima. Estas variables son las que mayor información relacionadas con el precio de oferta de San Carlos revelan.

3.2.2 Agrupamiento jerárquico con las variables de San Carlos.

Se agrupan de forma conjunta las tres variables seleccionadas utilizando la función *pdist* de Matlab (con el método por defecto que es *euclidean*), con esta información se evalúa la función *linkage* de Matlab, combinando los diferentes métodos, luego se selecciona el mejor método de encadenamiento con el coeficiente de correlación cofenético.

Tabla 10. Coeficiente cofenético para los diferentes métodos de agrupamiento.

	Simple	Completo	Promedio	Centroide	Ward
Coeficiente	0,3989	0,5867	0,6693	0,7036	0,6094

Utilizando *centroide* como método de encadenamiento se forman dos grupos con la función *dendrogram* de Matlab, obteniendo los grupos que se relacionarán con los precios de oferta, como se aprecia en la siguiente figura.

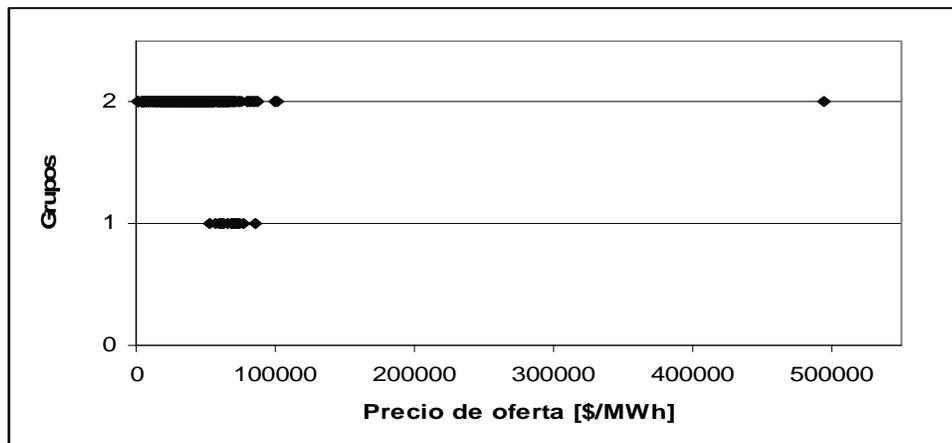


Figura 10. Dos grupos V.S. precios de oferta de San Carlos.

3.2.3 Eliminación de atípicos en los precios de oferta de San Carlos

Como se aprecia en la figura anterior hay un precio de oferta muy alto (precio de oferta del 24/12/2005) comparado con los otros precios de oferta, de acuerdo con la metodología se considera como atípico y se procede a eliminar dicho precio de oferta con sus respectivos precios P1 y P2. Una vez eliminado se repite el proceso de agrupamiento, obteniendo los valores que se aprecian en la siguiente figura.

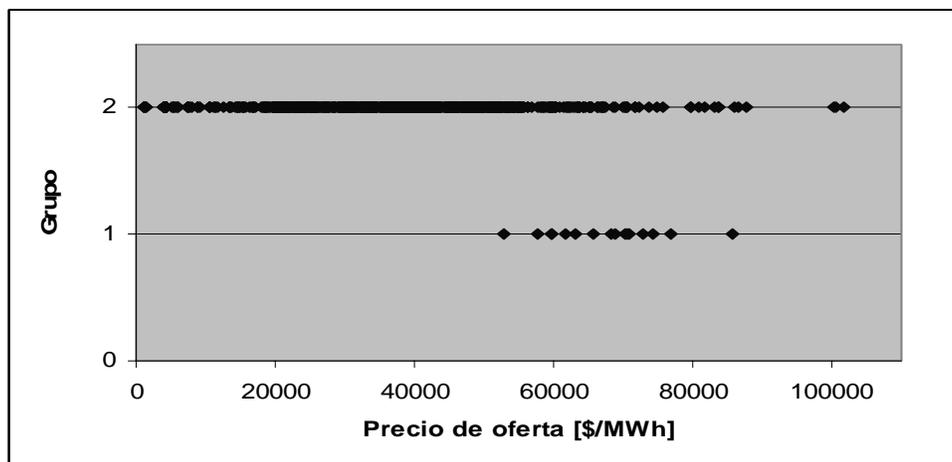


Figura 11. Dos grupos V.S. precios de oferta de San Carlos sin atípicos.

3.2.4 Descripción de los grupos y su relación con los precios de oferta de San Carlos.

De la figura anterior se observa que para un precio de oferta mayor a 52967 [\$/MWh] no se puede relacionar un precio de oferta con un grupo en particular, presentando incertidumbre en la asignación del precio de oferta con los precios de demanda residual, lo cual indica que no se requieren evaluar un mayor número de grupos, debido a que dicho solapamiento se seguirá presentando (como se muestra en la siguiente figura) y no aportará mayor información en el proceso de encontrar grupos que se relacionen con un rango en particular de los precios de oferta.

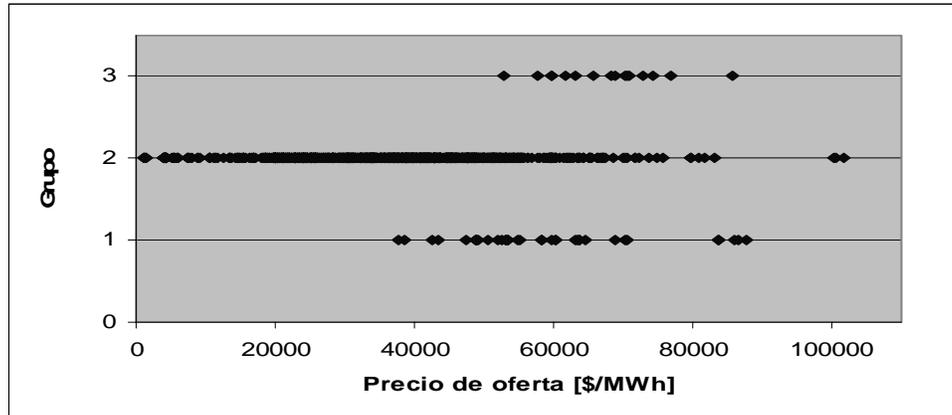


Figura 12. Tres grupos V.S. precios de oferta de San Carlos sin atípicos.

3.2.5 Procesamiento de las variables de San Carlos con el clasificador Bayesiano Naive.

Para realizar la clasificación con Naives Bayes, se requiere discretizar todas las variables incluido el precio de oferta, formando grupos de diez; de igual forma como se realizó para obtener el valor de información mutua, utilizando las funciones de Matlab *pdist* (método euclidiano), *linkage* (encadenamiento promedio) y *dendrogram*. En la Tabla II se presentan los diez rangos de precios para las diferentes variables.

Tabla II. Diez rangos de precios para las diferentes variables de San Carlos.

Precios de oferta		Dem. Mín P2 (P2Dn)		Dem. Mín P1 (PIDn)		Dem. Mediana P2 (P2Dd)	
1263,8	6101,7	496,1	10082,2	4091,2	12638,6	4050,0	14362,6
7413,2	15759,4	10593,5	13808,7	13275,8	19146,6	15256,8	23607,5
16217,5	26155,7	14343,9	19571,0	19607,0	27465,4	23893,5	35527,1
26650,1	35300,2	19571,0	25923,7	28000,2	32821,3	35649,0	43934,9
35413,9	43849,9	25923,7	31894,3	32977,1	39796,9	44160,5	49638,2
44083,2	56858,6	32182,1	35929,0	40040,5	44855,4	49638,2	59082,2
57850,5	67445,3	36134,0	44083,2	44855,4	50576,9	59273,9	71508,3
68279,0	76783,9	44898,8	51514,5	50757,7	57287,9	73281,9	78575,5
79736,0	87605,0	51875,4	60810,5	57287,9	64831,7	83557,5	83605,7
100420,0	101707,6	60810,5	63276,2	65357,6	72597,2	92525,0	92525,0

Empleando los valores en forma discreta y con la ecuación indicada en el numeral 4.3, se calculan los valores con máxima probabilidad posteriori (C_{MAP}). Tomando los valores históricos de los precios de demanda residual se infiere el rango de oferta (calculado el C_{MAP}) que se asocia a dicha condición y se compara con el rango de oferta que se dió, contando los aciertos se define el rango de precios de oferta que presenta una mayor relación ante la presencia de los precios de demanda residual seleccionados.

Tabla 12. Porcentajes de acierto en la clasificación de precios de oferta de San Carlos.

Rangos precios de oferta		Porcentaje de aciertos	Grado de influencia de la competencia
1263,80765	6101,7065	2,7%	Despreciable

Rangos precios de oferta		Porcentaje de aciertos	Grado de influencia de la competencia
7413,15949	15759,4268	58,8%	Media
16217,4578	26155,7438	77,0%	Alta
26650,1336	35300,1929	53,6%	Media
35413,9007	43849,9004	61,7%	Media
44083,2441	56858,5813	66,0%	Media
57850,543	67445,332	35,1%	Baja
68279,0339	76783,896	38,1%	Baja
79735,9791	87604,9889	0	Despreciable
100420	101707,594	0	Despreciable

De la tabla anterior se seleccionan los rangos de precios de oferta con influencia alta y media. Estos rangos son los precios en los cuales el generador San Carlos reacciona con mayor probabilidad a los precios de la competencia y por ende son los rangos en los cuales el clasificador Naive Bayes encuentra patrones de comportamiento que indican una mayor reacción de los precios de oferta de San Carlos ante los precios de demanda residual mínima y mediana.

Los precios de oferta entre 7413.1 y 56858.5 [\$/KWh] están variando su comportamiento en función de los cambios de los precios PIDn, P2Dn y P2Dd, con influencias que van desde un 53.6% a un 77% de las veces en que el precio de oferta reacciona a los precios de la competencia y a las condiciones del mercado reflejadas en la demanda residual.

Precios de demanda residual asociados a los patrones encontrados: Para los rangos de precios de oferta seleccionados se procede a calcular la probabilidad condicional de cada uno de los precios de demanda residual dado el precio de oferta y multiplicarlo por su respectiva probabilidad condicional dado el precio de demanda residual, teniendo en cuenta el supuesto de independencia entre las variables, seleccionando los mayores valores asociados a cada rango de precios de oferta, obteniendo los datos que se presentan en la tabla 13.

Tabla 13. Precios de oferta seleccionados con los precios de demanda residual de mayor probabilidad de San Carlos.

Rangos precios de oferta		Precios con mayor probabilidad			Precios con la segunda mejor probabilidad					
Acierto	Rango de precios		Proba	Rango de precios		Proba	Rango de precios			
58%	7413,2	15759,	PIDn	17%	4091.2	12638.	P2Dd	16%	4050.0	14362.
77%	16217,	26155,	PIDn	52%	19607.	27465.	P2Dn	20%	19571.	25923.
53%	26650,	35300,	PIDn	24%	28000.	32821.	P2Dd	24%	23893.	35527.
61%	35413,	43849,	P2Dd	34%	35649.	43934.	PIDn	20%	40040.	44855.
66%	44083,	56858,	PIDn	28%	44855.	50576.	P2Dd	21%	44160.	49638.

Los valores de la tabla anterior permiten evaluar cuales eran los estados más frecuentes de los precios de demanda residual, asociados a un rango de precio de oferta, contestando la pregunta ¿Cuales son las franjas de los precios de demanda residual que con mayor frecuencia se dieron ante un rango de precios de oferta dado?.

La franja de precio de oferta entre 16217 y 26155, obtuvo la mayor probabilidad de aciertos, esto nos indica que se puede identificar un patrón de comportamiento altamente relacionado con los precios de demanda residual. Con los datos de la tabla 13 podemos describir uno de los patrones del precio de demanda residual que se asocia con mayor probabilidad al rango de oferta indicado,

dicho precio es el rango de PIDn dado entre 19607 y 27465, el cual obtuvo una probabilidad del 52%. En este caso particular el valor de PIDn entre 19607 y 27465, obtiene una probabilidad condicional del 74.7% que se de el precio de oferta entre 16217 y 26155 una vez se ha presentado el precio PIDn. De esta forma se ha identificado que el rango de oferta indicado se presenta con una alta frecuencia una vez ocurre el precio PIDn.

De igual forma se describen los otros precios de oferta en función de las probabilidades presentes en la tabla 13, donde se resaltan los valores de PIDn asociados con un rango en particular a cada uno de los precios de oferta, de tal forma que si tomamos todos los valores de los precios de oferta seleccionados junto con los valores de PIDn, presentan una correlación de 0.804, afirmando la existencia de un patrón de comportamiento importante de algunos rangos de precio de oferta con los precios de demanda residual.

De forma general, vale la pena destacar que en el rango de precios de oferta en el que se presentó mayor influencia de los precios de demanda residual, en el caso de San Carlos representa el 86,6% de los datos evaluados, lo cual indica que una gran parte de los precios de oferta definidos por San Carlos tienen un gran relación con los precios de la competencia.

3.3 APLICACIÓN DE MCOM A LOS PRECIOS DE OFERTA DE TEBSA

Para cada una de las tres demandas seleccionadas (máxima, mediana y mínima) se calcula la función de demanda residual de Tetsa. En la siguiente tabla se presentan los datos obtenidos de la demanda residual (precios P1 y P2 en [\$/MWh]) para los primeros días de 2003.

Tabla 14. Precios P1 y P2 de demanda residual de Tetsa.

Fecha	Dem. Máx. P1	Dem. Máx. P2	Dem. Mediana P1	Dem. Mediana P2	Dem. Mín. P1	Dem. Mín. P2
04/01/2003	70000	67990	64000	62100	62100	57000
05/01/2003	65000	64500	62500	62500	62500	57000
06/01/2003	70000	67990	64000	63000	63000	60500
07/01/2003	71000	68490	64600	64600	63500	63500
08/01/2003	74000	71000	66000	64600	64000	62400
09/01/2003	68000	67000	66000	63000	61600	61600

Restar el CEE a cada uno de los precios P1, P2 y al precio de oferta de Tetsa. Posteriormente se corrigen los valores obtenidos con el IPP de diciembre de 2005, con lo cual los precios de la tabla anterior quedarían como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 15. Precios P1 y P2 de demanda residual de Tetsa, sin CEE y con IPP a 31/12/2005.

Fecha	Precio de oferta	Dem. Máx. P1	Dem. Máx. P2	Dem. Mediana P1	Dem. Mediana P2	Dem. Mín. P1	Dem. Mín. P2
04/01/2003	89533	41150	38905	34450	32328	32328	26633
05/01/2003	89533	35566	35008	32775	32775	32775	26633
06/01/2003	89544	41150	38905	34450	33333	33333	30541
07/01/2003	92174	42266	39464	35120	35120	33891	33891
08/01/2003	92174	45617	42266	36683	35120	34450	32663
09/01/2003	92174	38916	37800	36683	33333	31770	31770

3.3.1 Selección de variables relacionadas con los precios de oferta de Tebsa

Para el cálculo de los valores de información mutua, se requiere discretizar en diez segmentos de forma individual los precios P1, P2 y los precios de oferta, obtenidos del paso anterior y para el conjunto de días comprendidos entre 04/01/2003 al 31/12/2005. Utilizando las funciones de Matlab *pdist*, *linkage* (usando el método 'average') y *dendrogram*.

Tabla 16. Precios discretos de demanda residual y de oferta de Tebsa.

Fecha	Precio de oferta	Dem. Máx. P1	Dem. Máx. P2	Dem. Mediana P1	Dem. Mediana P2	Dem. Mín. P1	Dem. Mín. P2
04/01/2003	1	9	2	5	8	9	10
05/01/2003	1	9	2	5	8	9	10
06/01/2003	1	9	2	5	8	9	9
07/01/2003	1	9	2	5	8	9	9
08/01/2003	1	9	2	5	8	9	9
09/01/2003	1	9	2	5	8	9	9
10/01/2003	1	9	2	5	3	8	4
11/01/2003	1	9	2	5	3	8	4
12/01/2003	1	9	2	5	8	8	9
13/01/2003	9	9	2	6	3	8	4
14/01/2003	9	9	2	6	3	8	4
15/01/2003	9	9	2	5	8	8	4
16/01/2003	9	9	2	6	8	8	4
17/01/2003	9	9	2	6	8	8	9
18/01/2003	7	9	2	6	3	8	4

Con las variables discretas se calcula el valor de información mutua de cada variable con el precio de oferta.

Tabla 17. Valores de información mutua de precios P1 y P2 de demanda residual de Tebsa.

	Valor de información mutua
Dem. Mín. P1	0.1373
Dem. Mediana P2	0.1225
Dem. Mediana P1	0.1159
Dem. Mín. P2	0.108
Dem. Máx. P2	0.062
Dem. Máx. P1	0.0525

Se seleccionan las variables que sean mayores o iguales a dos varianzas por encima de la media, obtiene el punto de corte en 0.1016. Por lo tanto se seleccionan las siguientes variables: precio P1 de demanda mínima, precio P2 de demanda mediana, precio P1 de demanda mediana y precio P2 de demanda mínima. Las cuales son las variables que mayor información relacionada con el precio de oferta de Tebsa revelan.

3.3.2 Agrupamiento jerárquico con variables de Tebsa.

Se agrupan de forma conjunta las cuatro variables seleccionadas utilizando la función *pdist* de Matlab (con el método por defecto que es *euclidean*), con esta información se evalúa la función *linkage* de Matlab combinando los diferentes métodos, de los cuales se selecciona el mejor método de encadenamiento con el coeficiente de correlación cofenético.

Tabla 18. Coeficiente cofenético para los diferentes métodos de agrupamiento con datos de Tebsa.

	Simple	Completo	Promedio	Centroide	Ward
Coeficiente	0.4319	0.6069	0.716	0.721	0.63

Utilizando *centroide* como método de encadenamiento se forman dos grupos con la función *dendrogram* de Matlab, obteniendo los grupos que se relacionarán con los precios de oferta como se aprecia en la siguiente figura.

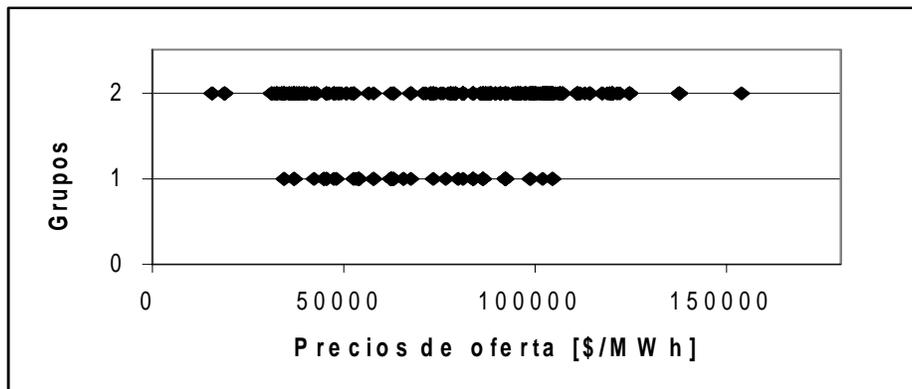


Figura 13. Dos grupos V.S. precios de oferta de Tebsa.

3.3.3 Eliminación de atípicos en los precios de oferta de Tebsa

Como se aprecia en la figura anterior hay dos precios de oferta muy altos que se presentaron en seis días, que se consideran como atípicos y se procede a eliminar dichos precios de oferta con sus respectivos precios PI y P2. Una vez eliminado se repite el proceso de agrupamiento, obteniendo los valores que se aprecian en la siguiente figura.

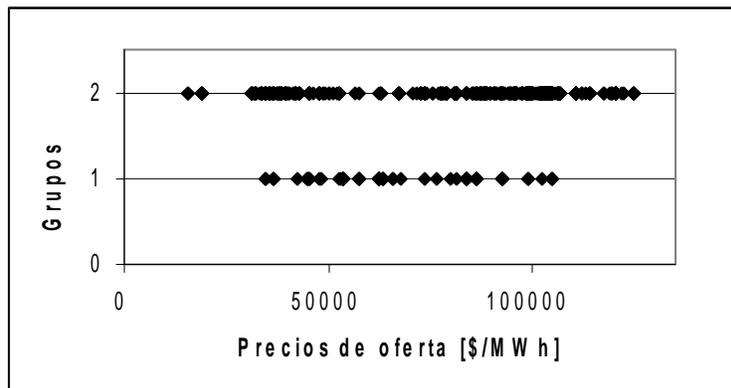


Figura 14. Dos grupos V.S. precios de oferta de Tebsa sin atípicos.

3.3.4 Descripción de los grupos y su relación con los precios de oferta de Tebsa.

De la figura anterior se observa que para un precio de oferta mayor a 34757 [\$/MWh] no se puede relacionar un precio de oferta con un grupo en particular, presentando incertidumbre en la asignación del precio de oferta con los precios de demanda residual, lo cual indica que no se requiere evaluar un mayor número de grupos, debido a que dicho solapamiento se seguirá

presentando (como se muestra en la siguiente figura) y no aportará mayor información en el proceso de encontrar grupos que se relacionen con un rango en particular de los precios de oferta.

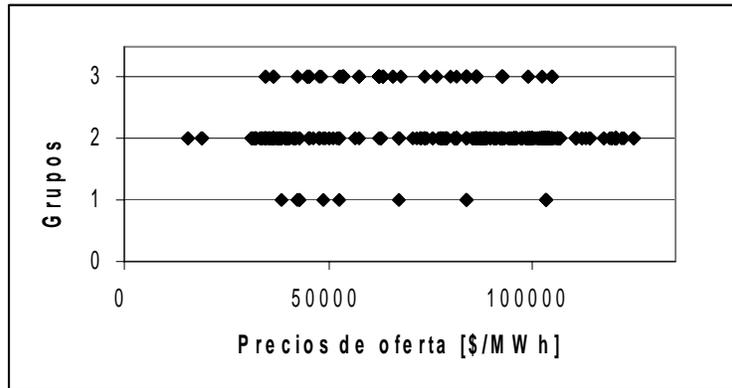


Figura 15. Tres grupos V.S. precios de oferta de Tebsa sin atípicos.

3.3.5 Procesamiento de las variables de Tebsa con el clasificador Bayesiano Naive.

Para realizar la clasificación con Naives Bayes, se requiere discretizar todas las variables incluido el precio de oferta, formando grupos de diez; de igual forma como se realizó para obtener el valor de información mutua, utilizando las funciones de Matlab *pdist* (método euclidiano), *linkage* (encadenamiento promedio) y *dendrogram*. En la tabla 19 se presentan los diez rangos de precios para las diferentes variables.

Tabla 19. Diez rangos de precios para las diferentes variables de Tebsa.

Precios de oferta		Dem. Mediana P1 (P1Dd)		Dem. Mediana P2 (P2Dd)		Dem. Mín P1 (P1Dn)		Dem. Mín P2 (P2Dn)	
15685	18816	4481	14684	4185	8142	1288	11674	496	6590
31162	40484	15364	27551	9705	16673	12074	19147	7047	16010
41575	50966	27976	38418	17137	26694	19570	26048	16375	26677
52203	57603	38625	44624	27004	37388	26586	36367	26984	36367
62254	67673	44834	52420	37515	44658	36548	43998	36619	42918
70552	84055	52841	56785	44834	52630	44420	49420	43134	47070
85531	92960	57287	64327	52920	60845	49638	55658	47267	55256
94199	106938	64831	76784	61350	68935	56272	62367	56420	61637
110839	114207	78284	87705	70280	76284	63001	67963	62633	65077
117588	124537	92524	93521	83720	86709	70280	70780	68279	69280

Con los valores en forma discreta se calculan los valores con máxima probabilidad posteriori (C_{MAP}), empleando la ecuación indicada en el numeral 4.3, con los cuales podemos evaluar los precios de oferta que un mayor número de veces se presentan dado un conjunto de estados de los precios de demanda residual. Tomando los valores históricos de los precios de demanda residual se infiere el rango de oferta (calculado el C_{MAP}) que se asocia a dicha condición y se compara con el rango de oferta que se dio, contando los aciertos se define el rango de precios de oferta que presenta una mayor relación ante la presencia de los precios de demanda residual seleccionados.

Tabla 20. Mayores valores de probabilidad condicional para cada rango de oferta de Tebsa.

Rangos precios de oferta		Porcentaje de aciertos	Grado de influencia de la competencia
15685	18816	0.0%	Despreciable
31162	40484	44.1%	Baja
41575	50966	66.0%	Media
52203	57603	47.6%	Baja
62254	67673	62.5%	Media
70552	84055	5.7%	Despreciable
85531	92960	8.5%	Despreciable
94199	106938	64.0%	Media
110839	114207	0.0%	Despreciable
117588	124537	15.7%	Despreciable

De la tabla anterior se seleccionan los rangos de precios de oferta con influencia alta y media. Estos rangos son los precios en los cuales Tebsa reacciona con mayor probabilidad a los precios de la competencia y por ende son los rangos en los cuales el clasificador Naive Bayes encuentra patrones de comportamiento que indican una mayor reacción de los precios de oferta de Tebsa ante los precios de demanda residual mínima y mediana.

Precios de demanda residual asociados a los patrones encontrados: Para los rangos de precios de oferta seleccionados se procede a calcular la probabilidad condicional de cada uno de los precios de demanda residual dado el precio de oferta a multiplicarlo por su respectiva probabilidad condicional dado el precio de demanda residual, teniendo en cuenta el supuesto de independencia entre las variables, seleccionando los mayores valores asociados a cada rango de precios de oferta, obteniendo los datos que se presentan en la tabla 21.

Tabla 21. Precios de oferta seleccionados con los precios de demanda residual de mayor probabilidad de Tebsa.

Rangos precios de oferta			Precios con mayor probabilidad				Precios con la segunda mejor probabilidad			
Acierto	Rango de precios			Proba	Rango de precios			Proba	Rango de precios	
66%	41575	50966	PIDn	10%	44420	50677	P2Dd	7%	44834	52630
62%	62254	67673	P2Dd	24%	70280	76284	P1Dd	22%	64831	76784
64%	94199	106938	P2Dn	31%	16375	26677	P1Dn	28%	19570	26048

Los valores obtenidos de probabilidades son una guía en la búsqueda de los valores de demanda residual que presenten un patrón de comportamiento relacionado con los precios de oferta.

Para el rango de oferta entre 41575 y 50966, se encuentra que la probabilidad (el mayor valor de la tabla 21 es del 10%) nos indica que no existe un patrón de comportamiento asociado a un único rango de precio de demanda residual. Si examinamos el rango de precio PIDn entre 44420 a 50677, encontramos que su la probabilidad condicional dado dicho rango para el rango de precio de oferta entre 41575 y 50966, sólo ocurre un 19% de las veces, siendo este un valor de probabilidad muy bajo que no indica un patrón de comportamiento significativo entre el precio de oferta y el precio PIDn.

En el rango de precios de oferta entre 94199 y 106938, los valores de probabilidad de la tabla 21, permiten identificar un patrón de comportamiento fuerte, relacionado con el precio P2Dn que va de 16375 a 26677. Cuando se presenta dicho rango de precio de P2Dn el 80% de las veces se da el

precio de oferta entre 94199 y 106938. El patrón de comportamiento es mayor si se presenta a la vez, junto con el rango de P2Dn el rango de precios de PIDn entre 19570 y 26048, produciendo que en un 90% de las veces se dé el precio de oferta entre 94199 y 106938.

El rango de precios de oferta en el que se presentó mayor influencia de los precios de demanda residual, en el caso de Tebsa representa el 55% de los datos evaluados. Si tomamos sólo los precios de los rangos seleccionados se encuentra una correlación lineal negativa con los precios PIDn del 0.535, siendo éste un valor significativo que nos confirma la relación de los precios de oferta con los precios de demanda residual, además su valor negativo indica que el precio de oferta de Tebsa se incrementa cuando los precios de demanda residual decrecen.

4. INDICADORES RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN, LA DEMANDA Y EL PRECIO DE BOLSA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En cada país existen una serie de entidades relacionadas con el mercado de energía eléctrica (MEE) que publican en sus portales de Internet datos históricos del mercado, entre los cuales podemos encontrar indicadores que permiten resumir el comportamiento de algunos aspectos del mercado. El análisis de dichos indicadores hace posible evaluar rápidamente las variables sintetizadas en el cálculo de los mismos y de forma histórica la evolución del mercado entorno a dichas variable. Algunos indicadores incluso nos permiten comparar el comportamiento de los mercados en diferentes países.

Los indicadores planteados en el presente capítulo se soportan en los siguientes trabajos de grado:

- Para el mercado de Argentina y Ecuador en el trabajo de grado titulado “Análisis del Mercado Eléctrico de Ecuador y Argentina: Identificación de Variables e Indicadores Relacionados con Generación y Demanda”⁹.
- Para el mercado de Bolivia en el trabajo de grado titulado “Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión de Bolivia para Inversionistas” [Gómez & Hoyos, 2006] Viviana Andrea Gómez Peñaloza, Feyber Hoyos Gómez, “Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión de Bolivia para Inversionistas”, Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica e Industrial, Universidad Industrial de Santander, Marzo 2006. Dirección: Dr. Gerardo Latorre Bayona. Codirección: Ing. Javier Augusto Hernández Romero. .
- Para el mercado de Perú en el trabajo de grado titulado “Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión de Perú para Inversionistas” [Jiménez & Peralta, 2006] Haidily Jiménez de la Ossa, Julio César Peralta Suárez, “Caracterización del Mercado de Generación y Transporte de Electricidad de Perú para Inversionistas”, Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica e Industrial, Universidad Industrial de Santander, Marzo 2006. Dirección: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez. Codirección: Ing. Jorge Alberto Felizzola Cruz..
- Para el mercado de Panamá en el trabajo de grado titulado “Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión en Panamá para Inversionistas” [Chacón & Gutiérrez, 2006] Nayibe Chacon Forero, Mauricio León Gutiérrez Gaviria, “Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión en Panamá para Inversionistas”, Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica e Industrial, Universidad Industrial de Santander, Marzo 2006. Dirección: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez. Codirección: Ing. Jorge Alberto Felizzola Cruz..

4.1 DEFINICIÓN DE INDICADOR

Un indicador es una medida cuantitativa o cualitativa que puede usarse como guía para evaluar el desempeño de diferentes actividades, permitiendo comparar el comportamiento de los factores evaluados con el de otros entes que realicen actividades similares.

En el caso de indicadores cuantitativos estos pueden tener una magnitud que los defina o ser indicadores tipo índice cuyo producto o resultado se da en forma porcentual, permitiendo medir el cambio relativo que experimenta una variable durante un determinado período.

⁹ Trabajo de pregrado en proceso para ser evaluado.

Al graficar el comportamiento de un indicador nos permite observar la evolución del mismo en el tiempo.

4.1.1 Características de un indicador

Las siguientes son las características acorde con los objetivos del proyecto:

- Facilidad en la interpretación de los datos obtenidos, de forma que reflejen el impacto de las posibles variaciones en el mismo.
- Las variables requeridas para el cálculo de los indicadores, deben ser de acceso gratuito vía Internet.
- Se pueden apreciar tendencias a partir de su comportamiento histórico.
- Permite realizar comparaciones entre países.

Es importante tener presente que además de las características o condiciones del indicador, otro aspecto que cuenta es la fuente de información que da veracidad al mismo.

4.2 INDICADORES PROPUESTOS

En la tabla 15 se presenta los indicadores de los cuales la mayoría son tomados de los trabajos de grado, listando solamente aquellos indicados relacionados con la demanda, la generación y los precios de bolsa. Los cuales se describen posteriormente.

Tabla 22. Indicadores propuestos en los trabajos de grado para los países de Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú, Panamá y Colombia.

	Argentina	Bolivia	Ecuador	Perú	Panamá	Colombia
Coefficiente de electrificación				X		
Crecimiento porcentual del Precio de Oferta Promedio						X
Factor de utilización	X	X	X		X	
HHI de energía entregada	X	X	X			
HHI de potencia instalada	X	X		X	X	
Índice de concentración C4	X	X		X		
Margen de reserva	X	X	X	X	X	
Potencia instalada por tecnología	X	X	X			
Precio promedio ponderado de energía en bolsa	X					X
Crecimiento anual de la demanda y potencia instalada.	X	X	X			
Volatilidad del precio de bolsa	X				X	
Sensibilidad Precio-Demanda (SPD)	X					
Demanda por sector.	X	X	X			

4.2.1 Coeficiente de electrificación

Es la medida porcentual de la población que tiene acceso al servicio de energía eléctrica con respecto al total de la población. Este coeficiente se puede presentar por zonas o áreas (rural y urbana) o a nivel nacional. También se puede calcular en función de las viviendas.

4.2.2 Crecimiento Porcentual del Precio de Oferta Promedio

Este indicador se calcula para cada generador. Toman el promedio de los precios de oferta de un mes y comparando con los precios de oferta promedios del mes anterior o con los precios promedio del mismo mes del año anterior, evaluando el crecimiento porcentual de los precios de oferta. Este indicador es de uso exclusivo en mercados de oferta por ende sólo aplica al mercado Colombiano.

4.2.3 Factor de utilización de la capacidad instalada

Compara la energía producida anual versus la energía que se podría producir utilizando toda la capacidad instalada sin interrupción. Una variación que se puede realizar es calcular el factor de utilización para cada una de las tecnologías de generación.

$$FU = \frac{Q}{C \left(\frac{365,25 * 24}{1000} \right)}$$

Donde Q es la energía producida anual en GWh y C es la capacidad instalada del sistema en MW.

4.2.4 Índice Herfindahl-Hirschman (HHI):

Este índice mide la concentración del mercado a partir de la participación de cada empresa. Cuando la participación de una empresa se incrementa respecto a las otras, el índice aumenta hasta un valor límite de 10000 (situación de monopolio). Cuando el índice toma valores inferiores a 1000 se considera un mercado con baja concentración, en el cual la mayor participación de una empresa no excede el 31.6%. Si el índice toma valores entre 1000 y 1800 el mercado se encuentra moderadamente concentrado y la mayor participación que una empresa puede alcanzar no excede el 42.4%. Se considera un mercado altamente concentrado cuando el índice alcanza un valor superior a los 1800, situación en la cual las empresas con mayor porción en el mercado tienen una alta capacidad para ejercer su poder de mercado.

El HHI se calcula como la suma de los cuadrados de los tamaños relativos de las empresas de la industria considerada como se indica en la siguiente fórmula:

$$HHI = \sum_{i=1}^n (S_i)^2 \quad S_i = \frac{P_{empresa}}{P_{total}} * 100\%$$

Donde S_i es la participación de mercado de la firma i , n el número total de empresas de la industria.

El HHI se calcula a partir de la participación que cada empresa o grupo económico tiene en potencia instalada, lo que llamamos HHI de potencia instalada. Si se calcula a partir de la participación que cada empresa o grupo económico en la producción de energía anual, se nombra como HHI en energía producida.

4.2.5 Índice de concentración C4

Es la suma de la participación porcentual que tienen las cuatro empresas más grandes del mercado. El concepto de concentración permite definir la acumulación de determinada variable dentro de la

población, este indicador es considerado como una medida cuasi absoluta de concentración ya que sólo tiene en cuenta el segmento superior.

4.2.6 Margen de Reserva:

Es la potencia disponible con la que cuenta el sistema una vez se despacha la demanda máxima interna (sin incluir exportaciones). En el cálculo del margen de reserva se integran dos variables de suma importancia para el sector eléctrico, la demanda máxima requerida y la potencia disponible instalada para atender dicha demanda. El comportamiento en el tiempo de este indicador de forma macro (cuando su cálculo se realiza con máximos semestrales o con promedios de periodos mayores) permite evaluar el efecto de los planes de expansión de la generación y de los planes de uso eficiente de la energía. Al evaluar el indicador de forma micro (cuando su cálculo se realiza con variables de resolución diaria o con variables máximas de periodos levemente mayores al diario) permite evaluar el impacto que produce la salida de los aportes de algunos generadores ya sea por mantenimiento, fallas eventuales, efectos del verano en la generación hidráulica, etc.

$$MR\% = \left(1 - \frac{DemandaMáxima}{PotenciaTotalDisponible} \right) * 100\%$$

A partir de este indicador se puede evaluar los límites de crecimiento que tiene la demanda y también si existe alguna empresa que pueda ejercer el poder de mercado desde la perspectiva del impacto de su potencia disponible en el margen de reserva.

En mercados donde no se presenten racionamientos de energía el margen de reserva debe presentar valores mayores a cero.

4.2.7 Potencia instalada por tecnología:

Se divide la potencia instalada en categorías como hidroeléctricas, térmicas y otras, indicando de forma porcentual la potencia instalada respecto al total de la potencia, permitiendo evaluar históricamente el crecimiento de la capacidad instalada y en cuál tecnología se está presentando dicho crecimiento.

4.2.8 Precio promedio ponderado de energía en bolsa

Se calcula con los valores de generación de cada una de la franjas de demanda del día. Obteniendo un valor diario del precio promedio ponderado de energía en bolsa. Se puede calcular para una franja de tiempo mensual.

$$Ppb = \frac{\sum E_i * P_i}{\sum E_i}$$

Donde E_i representa la energía consumida en cada franja horaria i , P_i representa el precio de bolsa de la franja horaria i .

4.2.9 Crecimiento anual de la demanda y de la potencia instalada:

Se calcula de forma porcentual el crecimiento del consumo de energía anual y de la potencia instalada, relativo al año anterior o relativo a un año específico.

4.2.10 Volatilidad del precio de bolsa:

Es una medida que evalúa la incertidumbre o riesgo debido al cambio en el precio de bolsa (mercado spot). Se calcula a partir de la desviación estándar de las variaciones diarias del precio

promedio ponderado de bolsa. La volatilidad se incrementa según la raíz cuadrada del tiempo. Generalmente se calcula para un período anual o mensual. Un valor alto de volatilidad indica que en el mercado se han presentado fuertes variaciones en el precio de bolsa, sin indicar la dirección de dichas variaciones.

$$u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right) \quad V = \sigma\sqrt{T}$$

Donde S_i representa el precio promedio ponderado de bolsa diario, u_i representa el rendimiento diario, σ es la desviación estándar del conjunto de valores u_i , T es el periodo de tiempo generalmente anual (365 días) o mensual (30 días) y V representa la volatilidad.

4.2.11 Sensibilidad Precio-Demanda (SPD):

Evalúa la variación porcentual entre los precios de bolsa máximo y mínimo respecto a la variación porcentual de las demandas asociadas a dichos precios, dicha variación se puede medir utilizando valores diarios o promedios mensuales. Este indicador nos permite evaluar que tan heterogéneas son las tecnologías de generación que proveen la demanda requerida por el mercado y el impacto de estas en la variación de los precios con respecto a las variaciones entre las demandas indicadas. Para mercados que cuentan con aportes importantes de hidroeléctricas, permite evaluar el impacto de los ciclos invierno-verano y su relación con la variación de la demanda.

$$SPD = \frac{D_{MAX}(P_{MAX} - P_{MIN})}{P_{MAX}(D_{MAX} - D_{MIN})}$$

El SPD puede tomar valores mayores a uno, entre mayor sea el valor que toma el indicador refleja una mayor variación de los precios ante pequeñas variaciones de la demanda, lo cual indica que los generadores que atienden dicha demanda presentan diferencias en la tecnología que usan o en la eficiencia.

4.2.12 Demanda por sector:

Se clasifica la demanda en usuarios cuya energía es facturada por un distribuidor (denominada demanda de distribuidores), usuarios que compran directamente en la bolsa o a través de contratos con comercializadores o generadores (denominada demanda de grandes usuarios) y las exportaciones de energía eléctrica. Esta información se presenta como un porcentaje respecto a la demanda total.

5. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE DESARROLLO

5.1 CONCLUSIONES DE LA METODOLOGÍA MCOM

En Colombia la monitorización del comportamiento de la oferta de los generadores es un tema sobre el cual han presentado estudios la Superintendencia de Servicios Públicos, la UPME (Unidad de Plantación Minero Energética) y otras entidades [Aguilar, Díaz 2004], [Brugman, Wolak 2004], [Hagler Bailly, 1999]. De ello, el realizado por Wolak ha llevado a la conformación del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía (CSMME).

En el 2006 el CSMME presentó una serie de informes, de los cuales el número dos de abril de 2006 [Mercado, Sánchez, 2006], ha tratado de evaluar el comportamiento de las ofertas, bajo las pautas indicadas por el estudio de Wolak, utilizando como marco teórico la elasticidad de la demanda residual. A diferencia de dicho informe, la metodología MCOM se enfoca en dos de los precios más característicos de la demanda residual como son el precio máximo marginal (P1) de mínimo despacho y el precio mínimo marginal (P2) de máximo despacho y se propone calcular tres funciones de demanda residual por día, asociadas a las franjas de demanda máxima, mediana y mínima. Este enfoque permite concentrar la metodología en dos aspectos de gran significado para los generadores como son la franja de demanda en la cual se enfoca su precio de oferta y la disponibilidad con la cuenta para atender el mercado.

La metodología MCOM permite procesar datos históricos de los precios de oferta de un generador, pero es importante tener en cuenta que los precios de oferta están conformados por unos componentes definidos en reglamentaciones dada por la CREG. Por lo anterior se debe revisar si el conjunto de fechas de los datos a procesar tiene una homogeneidad desde el punto de vista reglamentario, de lo contrario sería necesario tener en cuenta el impacto regulatorio en los precios de oferta y buscar factores de conversión que lleven a dicha homogeneidad.

La metodología MCOM innova al plantear nuevos parámetros o características a extraer de la función de demanda residual (los puntos P1 y P2) a diferencia de los documentos consultados [Mercado, Sánchez, 2006], [Baíllo, 2002] y [García, 2001] que generalmente fijan la elasticidad como la característica a tomar, incurriendo en una dificultad para generalizarla, ya que la elasticidad es una medida puntual que puede variar a lo largo de la función de demanda residual. A diferencia de la elasticidad los puntos P1 y P2 delimitan la zona donde un generador puede interactuar con su demanda residual y tienen un significado de asociación directa con el precio de bolsa y la potencia despachada.

5.2 CONCLUSIONES DE LOS INDICADORES RELACIONADOS CON GENERACIÓN, DEMANDA Y PRECIO DE BOLSA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El conjunto de indicadores presentados permiten abordar cada uno de los diferentes mercados de energía eléctrica apreciando la evolución de los aspectos relacionados con la generación, la demanda y el precio de bolsa e identificar los puntos cruciales en los cuales sería interesante profundizar, ya que el indicador simplemente presenta la información sin asociar las causas socio-económicas, políticas, ambientales, etc. que producen por ejemplo a una caída en la demanda o una disminución en el margen de reserva. Es por esto que una vez obtenidos los indicadores dichos valores son un puente para empezar a indagar aspectos concretos del mercado buscando las causas que llevaron a que se presentaran situaciones particulares.

Entre los mercados evaluados el que menos información pública tiene disponible es el mercado Colombiano. A partir de 2006 una vez creada XM compañía de expertos en mercados (encargada de la operación y administración del sistema) se desmontaron las páginas de información histórica y

ahora solo es posible acceder a dicha información pagando. Produciendo una asimetría en la información que manejan los agentes del mercado (los cuales sí tienen acceso de forma gratuita) y el usuario final.

5.3 LÍNEAS DE DESARROLLO

Se plantean cuatro áreas de desarrollo relacionadas con el concepto de la demanda residual:

- **Predicción del precio de oferta:** Explorar la predicción de los precios de oferta sería el paso siguiente de la metodología MCOM. Como se indica en la evaluación de MCOM con San Carlos, la correlación que se obtiene es muy representativa y permite hasta construir un modelo lineal con los rangos en los cuales se detectaron patrones importantes.
- **Optimización del precio de oferta:** La integral de la demanda residual en función del precio permite obtener los ingresos, los cuales serían el insumo para un programa que en función de los parámetros de un generador en particular, calcule cual debe ser el precio de oferta al cual obtiene los mayores ingreso y la probabilidad de salir despachado con dicho precio de oferta.
- **Evaluación de las ofertas en bolsa:** Construyendo la demanda residual con los resultados de cada despacho se puede evaluar, que tan óptima fue la oferta de un generador y los ajustes ha tener en cuenta para las siguientes ofertas.
- **Equilibrio del precio de oferta:** Utilizando los conceptos de teoría del juego y de demanda residual se puede buscar el punto de equilibrio del mercado para un generador determinado o para cada tecnología de generación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] [Addepalli 2004] Addepalli. Introductory Primer on the Monitoring and Surveillance of Electric Power Markets. Philippine Energy Regulatory Commission. 2004
- [2] [Aguilar, Díaz 2004] Argemiro Aguilar Díaz, Javier Augusto Díaz. "Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano". Estudio realizado por la firma Sistemas Digitales de Control Ltda. Bajo la dirección de la UPME, parte del estudio "Mercado de Energía Eléctrica en Colombia – Análisis Comercial y de estrategias". 2004.
- [3] [Armañanzas, 2004] Rubén Armañanzas Arnedillo, "Medidas de filtrado de selección de variables mediante la plataforma "Elvira"", Proyecto fin de carrera, Universidad del País Vasco, 2004.
- [4] [Bacon, 2001] Bacon, R. W. y J. Besant-Jones. "Global Electric Power Reform, Privatization, and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries." Annual Review of Energy and the Environment 26,2001.
- [5] [Bagnall and Smith, 2005]. Anthony J. Bagnall, George D. Smith, Member, IEEE, A Multi-Agent Model of the UK Market in Electricity Generation, 2005.
- [6] [Baíllo, 2002] Á. Baíllo, "Optimización de la Explotación y de la Preparación de Ofertas de una Empresa de Generación de Energía Eléctrica para Mercados de Corto Plazo". Tesis Doctoral, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2002
- [7] [Berenson & Livine, 2004] Berenson, Mark L. Levine, David M. Estadística Básica en administración conceptos y aplicaciones, Mcgraw-Hill. México D.F, 2004
- [8] [Brugman, Wolak 2004] Alberto Brugman Miramón, Frank Wolak y otros, "Diseño y estructuración de una metodología para el monitoreo y control del mercado de energía mayorista - MEM", Disponible en la página de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2004.
- [9] [CETISME, 2002] CETISME. Inteligencia Económica y Tecnológica, 2002.
- [10] [Chacón & Gutiérrez, 2006] Nayibe Chacon Forero, Mauricio León Gutiérrez Gaviria, "Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión en Panamá para Inversionistas", Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica e Industrial, Universidad Industrial de Santander, Marzo 2006. Dirección: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez. Codirección: Ing. Jorge Alberto Felizzola Cruz.
- [11] [Chase, Aquiliano & Jacobs, 2000] Chase, Richard B. Aquiliano, Nicholas J. Jacobs F Robert. Administración de producción y operaciones, Mcgraw-Hill. Santa fe de Bogotá, Colombia D.F, 2000.
- [12] [García, 2001] J. García, "Optimización de la explotación en el corto plazo y elaboración de ofertas en un sistema eléctrico liberalizado. Naturaleza del problema y métodos de solución", Tesis Doctoral, E.T.S. de Ingeniería (I.C.A.I.), Universidad Pontificia Comillas, 2001.
- [13] [Gómez & Hoyos, 2006] Viviana Andrea Gómez Peñaloza, Feyber Hoyos Gómez, "Caracterización del Mercado de Generación y Transmisión de Bolivia para Inversionistas", Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica e Industrial, Universidad Industrial de Santander, Marzo 2006. Dirección: Dr. Gerardo Latorre Bayona. Codirección: Ing. Javier Augusto Hernández Romero.
- [14] [Hagler Bailly, 1999] "Posición Dominante En La Actividad De Generación Eléctrica En Colombia" Estudio realizado por la firma Hagler Bailly para Acolgen, 1999.

- [15] [Hair & Anderson, 1999] Joseph F. Hair, Jr; Rolph E. Anderson; Ronald L. Tatham y otros, "Análisis Multivariante", Quinta Edición, Prentice Hall Iberia, Madrid, 1999.
- [16] [Han et al , 2002] The complementary use of IDEF and UML modelling approaches. Cheol-Han Kima, R.H. Westonb, A. Hodgsonb, Kyung-Huy Leea. Information System Engineering, Daejeon University, Daejeon, South Korea. 2002.
- [17] [Hernández & Ramírez, 2004]: Hernández Orallo; Ramírez Quintana; Ferri Ramírez, "Introducción a la minería de datos", Pearson Educación S.A., Madrid, 2004.
- [18] [Hunt & Shuttleworth, 1996]: Sally Hunt & Graham Shuttleworth "Unlocking the Grid", IEEE Spectrum, 1996.
- [19] [Jamison, Lynne 2005] Mark A. Jamison, Lynne y Sanford V. Berg. Measuring and Mitigating Regulatory Risk in Private Infrastructure Investment. The Electricity Journal. Vol 18. Issue 6. 2005.
- [20] [Jiménez & Peralta, 2006] Haidilys Jiménez de la Ossa, Julio César Peralta Suárez, "Caracterización del Mercado de Generación y Transporte de Electricidad de Perú para Inversionistas", Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica e Industrial, Universidad Industrial de Santander, Marzo 2006. Dirección: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez. Codirección: Ing. Jorge Alberto Felizzola Cruz.
- [21] [Levin & Rubin, 1996]: Levin Richard; Rubin David, "Estadística para administradores", Prentice-Hall Hispanoamericana S.A., México, 1996.
- [22] [Medina, 2005]. Medina, Fajardo, Pablo. Uribe Botero, Eduardo. Evolución del Servicio de Energía Eléctrica durante la última década. Documento CEDE 2005-21. Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico. Universidad de los Andes. 2005.
- [23] [Mercado, Sánchez, 2006] Jorge Mercado, Gabriel Sánchez Sierra, Pablo Roda, "Comité De Seguimiento Del Mercado Mayorista De Energía Eléctrica, Segundo informe de avance", 2006. <https://www.superservicios.gov.co/MEM/index.html>.
- [24] [Michie & Spiegelhalter, 1994] Michie, D.; Spiegelhalter, D.; Taylor, C., "Machine learning, neural and statistical classification", <http://www.amsta.leeds.ac.uk/~charles/statlog/>, 1994.
- [25] [Milton & Arnold, 2004] Milton, Susan. Arnold, Jesse C. Probabilidad y Estadística con aplicación a la ingeniería y las ciencias computacionales, Mcgraw-Hill. México D.F, 2004.
- [26] [Mitnick 1989] Mitnick, Barry M., La economía política de La Regulación. Fondo de Cultura Económica. México. 1989.
- [27] [Mkhwanazi 2000] Mkhwanazi, Xolani Humphrey. Electricity Market Scenarios Study. 2000
- [28] [Montgomery & Runger, 1996] Montgomery, Douglas C. Runger, George C. Probabilidad y Estadística aplicada a la ingeniería, Mcgraw-Hill. México D.F, 2000.
- [29] [Rojas 2005] Rojas, Mariano. Cue, Yolanda. La Reforma Eléctrica: El Régimen Apropiado. Por publicarse, El Trimestre Económico, 2005
- [30] [Sanchez, 2006]. Salvador Sánchez: Computer Vision Group Universidad Jaume I de Castellón, 2006. <http://www.vision.uji.es/>, <http://www.lsi.us.es/redmidas/>.
- [31] [Sandoval. 2004] Sandoval, Ana María. Monografía del sector electricidad y gas colombiano: condiciones actuales y retos futuros. Archivos de Economía. Documento 272. Departamento Nacional de Planeación. 2004
- [32] [Vanegas, 2003] R. Vanegas V: Pontificia Universidad Católica de Valparaíso Chile , Revista Signos 2003. Latent Semantic Analysis: an Overview of its Development. <http://www.scielo.cl/>
- [33] [Varian, 1999] Varian, Hal R. Microeconomía intermedia: un enfoque actual. Editorial Alfaomega, Antoni Bosch Editor, 1999.

- [34] [Vernadat 2000] F.B. Vernadat, Enterprise modeling and integration: current status and research perspectives, in: Proceedings of the IFAC/ IEEE/INRIA International Conference on Manufacturing Control and Production Logistics (MCPL'2000), Grenoble, 4-7 Julio 2000 electric sector. Versión piloto. 2005.
- [35] [Wolak, 2004] Wolak Frank, Diseño y estructuración de una metodología para el monitorio y control del mercado de energía mayorista MEM. 2004

Anexo A. VALORES DE LOS INDICADORES EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ARGENTINA

Los datos se obtuvieron de la página del ente regulador de la electricidad (ENRE) y de la página de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). En especial se utilizaron los documentos denominados “El seguimiento y control de las transferencias accionarias”¹⁰ y los “Informes Mensuales”¹¹.

Tabla A- 1. Crecimiento anual de la demanda y de potencia instalada en Argentina.

Año	Demanda anual (GW/h)	Crecimiento anual de la demanda	Potencia instalada (MW)	Crecimiento anual de la potencia instalada
2006	104341.6	11.1%	24033	3.1%
2005	93916	5.9%	23302	1.2%
2004	88723.268	8.5%	23032	0.2%
2003	81798.3	6.6%	22979	0.6%
2002	76761	-5.6%	22838	2.2%
2001	81305.8	1.7%	22344	7.8%
2000	79976.9	9.8%	20719	6.2%

Como se aprecia en la tabla anterior en el 2002 se presenta una caída en el consumo de energía debido a la crisis económica que se presentó en dicho periodo. Pero a partir del 2003 el crecimiento siguió su marcha con gran ritmo, lo cual conlleva a una disminución del margen de reserva entre los años 2005 y 2006, como se aprecia en la siguiente tabla y a un mayor factor de utilización como se aprecia en la tabla A-7, debido a la falta de crecimiento en potencia instalada (la cual se incrementó muy levemente en comparación con la demanda).

Tabla A- 2. Margen de reserva en Argentina.

Año	Demanda Máxima (MW)	Potencia Instalada (MW)	Margen de reserva
2006	17395	23254	25.2%
2005	16143	23300	30.7%
2004	15032	23026	34.7%
2003	14359	22998	37.6%
2002	13481	22831	41.0%
2001	14061	22336	37.0%
2000	13754	20711	33.6%

El HHI de energía entregada nos indica que el mercado está moderadamente concentrado. Siendo el grupo económico de mayor producción de energía es el conjunto de generadores de propiedad del gobierno argentino, compuesto por dos plantas nucleares y dos hidroeléctricas, con una capacidad de 3800 MW (datos del año 2005 y 2006), generando más del 30% de la energía anual (entre los años 2001 al 2004).

¹⁰ <http://www.enre.com.ar/web/web.nsf/Files?OpenView&Start=30>

¹¹ <http://www.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet>

Tabla A- 3. HHI de energía entregada de Argentina.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
HHI de energía entregada		1553	1589	1517	1440		

El HHI de potencia instalada nos indica una moderada concentración y es menor que el HHI de energía entregada. La empresa del sector con mayor capacidad instalada es Endesa con 4554 MW instalados (dato del año 2005 y 2006), la cual compite con Totalfina Elf por ser la segunda empresa en producción de energía.

Tabla A- 4. HHI de potencia instalada de Argentina.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
HHI de potencia instalada	1241	1230	1189	1186	1174	1154	1157

El índice C4 nos indica que las cuatro mayores empresas del mercado concentran más del 62.9% de la capacidad instalada.

Tabla A- 5. C4 de potencia instalada de Argentina.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Endesa	20.0%	19.6%	19.5%	19.5%	19.5%	19.6%
Gobierno	16.4%	16.0%	15.9%	15.9%	16.3%	16.3%
Totalfina Elf	15.9%	15.5%	15.4%	15.4%	15.2%	15.3%
AES	12.4%	12.2%	12.1%	12.1%	12.2%	12.3%
Total C4	64.7%	63.3%	63.0%	62.9%	63.3%	63.5%

Más de 52% de la potencia instalada es de tipo térmica, lo cual contrasta con el factor de utilización, en el cual se presenta un mayor uso de la energía nuclear, esto se debe a que en el despacho prima la generación nuclear la cual será despachada siempre que este disponible.

Tabla A- 6. Potencia instalada por tecnología en Argentina.

Año	Térmicas		Hidráulicas		Nuclear	
	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%
2006	13094	54%	9934	41%	1005	4%
2005	12882	55%	9415	40%	1005	4%
2004	12927	56%	9100	40%	1005	4%
2003	12953	56%	9021	39%	1005	4%
2002	12812	56%	9021	39%	1005	4%
2001	12414	56%	8925	40%	1005	4%
2000	10789	52%	8925	43%	1005	5%

El factor de utilización de las hidroeléctricas no supera el 49%, lo cual nos indica que las estaciones climáticas impactan e impiden que se presente un mayor aporte, el cual tiene que ser suplido con energía térmica.

Tabla A- 7. Factor de utilización por tecnología en Argentina.

AÑO	Térmicas	Hidráulica	Nuclear	Total
2006	46.8%	48.6%	81.1%	49.0%
2005	44.1%	43.6%	72.3%	45.1%
2004	42.3%	39.9%	83.0%	43.1%
2003	33.5%	44.8%	79.7%	40.0%
2002	28.0%	47.7%	61.2%	37.2%
2001	32.4%	48.6%	74.2%	40.7%

AÑO	Térmicas	Hidráulica	Nuclear	Total
2000	44.3%	39.9%	65.0%	43.4%

En la tabla siguiente se observa como la demanda de las empresas de distribución manejan más del 75%, dejando un porcentaje menor para la demanda que es atendida por los agentes encargados de la comercialización (solo existen seis empresas en el periodo evaluado).

Tabla A- 8. Demanda por sector en Argentina.

Año	Demanda Distribuidores (GW/h)		Demanda Grandes Usuarios (GW/h)		Demanda Exportación (GW/h)	
2006	73885	75.3%	22913	23.4%	1311	1.3%
2005	68636	76.6%	19144	21.4%	1800	2.0%
2004	65933	78.3%	17038	20.2%	1251	1.5%
2003	61109	78.2%	16629	21.3%	434	0.6%
2002	56379	77.1%	15719	21.5%	1009	1.4%
2001	57245	77.8%	12153	16.5%	4201	5.7%
2000	55387	77.0%	12514	17.4%	4040	5.6%

El primer semestre del año presento una menor volatilidad y estuvo asociado a los precios promedios de bolsa más bajos del año tanto en 2005 como en el 2006. La sensibilidad nos indica que en el segundo trimestre del 2005 y el 2006 se presento la menor variación del precio entre la demanda máxima y mínima, para ese periodo los generadores que aportaron dicha energía presentaban costos similares.

Tabla A- 9. Volatilidad, sensibilidad y precio promedio ponderado de energía en bolsa en Argentina.

Trimestre	Volatilidad anualizada porcentual	Precio promedio ponderado \$/MWh ¹²	Sensibilidad Precio - Demanda
1 Trim. 2005	110.62	43.036	0.523
2 Trim. 2005	98.58	42.192	0.508
3 Trim. 2005	110.65	45.373	0.554
4 Trim. 2005	198.78	46.260	0.831
1 Trim. 2006	131.23	58.596	0.541
2 Trim. 2006	75.60	58.916	0.328
3 Trim. 2006	155.65	61.894	0.673
4 Trim. 2006	134.41	70.569	0.462

MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOLIVIA

Datos históricos del mercado se encuentran en la página del Comité Nacional de despacho de carga (CNDC)¹³ la cual se resumen los boletines anuales denominados "Resultados de operación del sistema". La página de la Superintendencia de electricidad¹⁴ publica los anuarios estadísticos.

La empresa con mayor capacidad instalada es Guaracachi con 307.3¹⁵ MW (plata térmica), produciendo en el año 2005 y 2006 la mayor cantidad de energía entregada.

¹² El precio es en pesos argentinos.

¹³ <http://www.cndc.bo/boletines/anual.php>

¹⁴ http://www.superele.gov.bo/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=25&Itemid=31

¹⁵ Dato al año 2006.

Como se aprecia en la tabla siguiente los valores del HHI tanto de energía entregada como de potencia instalada alcanzan valores superiores a los 1800, lo cual indica que el mercado esta altamente concentrado, lo cual se corrobora con el índice C4 el cual nos muestra que más del 79% de la participación del mercado esta concentrado en las cuatro mayores empresas.

Tabla A- 10. HHI de energía y potencia de Bolivia.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
HHI de energía entregada	2387	2426	2190	2110	1904	1802	1904
HHI de potencia instalada	2311	2267	1941	1909	1870	1868	1896

El margen de reserva para el 2006 es del 24.1%, al contrastar este valor con el 28.7% de participación de Guaracachi, indica que esta empresa puede ejercer su poder de mercado sobre todo en la demanda pico.

Tabla A- 11. C4 de potencia instalada de Bolivia.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GUARACACHI	34.6%	34.1%	30.3%	30.1%	28.5%	28.4%	28.7%
COBEE	22.4%	23.8%	22.5%	20.7%	19.6%	19.7%	20.9%
V. HERMOSO	19.1%	16.1%	13.4%	15.2%	18.0%	17.9%	17.4%
CORANI	12.9%	13.6%	12.9%	13.0%	14.0%	14.0%	13.7%
TOTAL C4	89.0%	87.6%	79.1%	79.1%	80.1%	80.0%	80.7%

La potencia instalada en plantas de generación térmica tiene una participación mayoritaria del 56%, pero el factor de utilización de las hidroeléctricas es superior.

Tabla A- 12. Potencia instalada por tecnología en Bolivia.

Año	Térmicas		Hidráulicas	
	(MW)	%	(MW)	%
2000	628.7	65.2%	335.8	34.8%
2001	569.5	61.6%	354.7	38.4%
2002	531.5	54.5%	444.3	45.5%
2003	552.5	56.3%	428.1	43.7%
2004	589.4	56.9%	446.2	43.1%
2005	589.4	56.8%	448.3	43.2%
2006	601	56.1%	469.6	43.9%

En el 2001 se presenta una disminución en la potencia instalada la cual al revisar la tabla A-12, se observa que es debido a una disminución en la participación térmica. A partir del 2003 el aumento en la capacidad instalada se presenta tanto en térmicas como en hidroeléctricas.

Tabla A- 13. Crecimiento anual de la demanda y de potencia instalada en Bolivia.

Año	Demanda anual (GW/h)	Crecimiento anual de la demanda	Potencia instalada (MW)	Crecimiento anual de la potencia instalada
2000	3335.5	0.80%	964.5	9.68%
2001	3371.7	1.10%	924.2	-4.18%
2002	3532.2	4.50%	975.8	5.58%
2003	3603.8	2.00%	980.6	0.49%
2004	3771	4.40%	1035.6	5.61%
2005	3994.3	5.60%	1037.7	0.20%
2006	4305.8	7.20%	1070.6	3.17%

Teniendo en cuenta que el crecimiento de la demanda es superior al crecimiento de la potencia instalada, esto conlleva a que el factor de utilización de las plantas térmicas aumente año a año.

Tabla A- 14. Factor de utilización por tecnología en Bolivia.

AÑO	Térmica	Hidráulica	Total
2000	29.0%	64.5%	41.4%
2001	28.5%	67.8%	43.6%
2002	32.5%	56.1%	43.2%
2003	37.6%	52.5%	44.1%
2004	35.4%	54.5%	43.6%
2005	43.5%	49.4%	46.1%
2006	45.1%	51.8%	48.0%

Si tomamos de la potencia instalada solo la proporción indicada por el factor de utilización y calculamos nuevamente el margen de reservan con dichos valores se presentarían una continuidad de valores negativos, indicando que en caso que se presente la demanda máxima acompañada del escenario promedio de generación no sería posible atender la totalidad de dicha demanda.

Tabla A- 15. Margen de reserva en Bolivia.

Año	Demanda Máxima (MW)	Potencia Instalada (MW)	Margen de reserva
2000	644.9	964.5	33.1%
2001	646.8	924.2	30.0%
2002	674.3	975.8	30.9%
2003	684.1	980.6	30.2%
2004	704.8	1035.6	31.9%
2005	759.1	1037.7	26.8%
2006	813.1	1070.6	24.1%

La demanda de grandes usuarios presenta una participación muy baja, teniendo en cuenta que solo se requiere consumir más de 1MW para estar en esta categoría, para el 2006 solo tres empresas se encontraban como usuarios no regulados.

Tabla A- 16. Demanda por sector en Bolivia.

Año	Demanda Distribuidores (GW/h)		Demanda Grandes Usuarios (GW/h)	
2000	3127.6	93.8%	207.3	6.2%
2001	3168.4	94.0%	203.3	6.0%
2002	3320.8	94.0%	211.4	6.0%
2003	3439.6	95.4%	164.3	4.6%
2004	3692.9	97.9%	78.2	2.1%
2005	3906.6	97.8%	87.7	2.2%
2006	4214.7	97.9%	91	2.1%

MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ECUADOR

Datos históricos del mercado se encuentran en la página del concejo nacional de electricidad¹⁶.

¹⁶ <http://www.conelec.gov.ec/>

La tabla de margen de reserva nos indica como en el 2005 al aumentar la capacidad instalada de potencia se presenta por ende un aumento en el margen de reserva entre el 2004 y el 2005.

Tabla A- 17. Margen de reserva en Ecuador.

Año	Demanda Máxima (MW)	Potencia Instalada (MW)	Margen de reserva
2000	1917	3351	42.79%
2001	1955	3208	39.06%
2002	2143	3451	37.90%
2003	2238	3475	35.60%
2004	2380	3485	31.71%
2005	2424	3567	32.04%
2006	2640	3998	33.97%

El crecimiento de la potencia instalada es significativo entre el 2005 y 2006, pero no está acompañado de un crecimiento significativo del factor de utilización el cual crece muy levemente para las plantas térmicas.

Tabla A- 18. Factor de utilización en Ecuador.

AÑO	Hidráulica	Térmica	Total
2000	50.87%	20.83%	36.13%
2001	47.03%	30.40%	39.29%
2002	49.16%	29.19%	39.30%
2003	46.91%	28.80%	37.90%
2004	48.43%	33.94%	41.19%
2005	44.51%	41.26%	42.87%
2006	45.16%	39.90%	42.27%

El crecimiento de la demanda entre el 2000 y 2006 fue del 54% mientras que el de la generación fue del 19%.

Tabla A- 19. Crecimiento anual de demanda y potencia en Ecuador

Año	Demanda anual (GW/h)	Crecimiento anual de la demanda	Potencia instalada (MW)	Crecimiento anual de la potencia instalada
2000	10612.44	2.72%	3351	0%
2001	11072.03	4.33%	3208	-4.27%
2002	11943.86	7.87%	3451	7.57%
2003	12665.74	6.04%	3475	0.70%
2004	14226.46	12.32%	3485	0.29%
2005	15127.46	6.33%	3567	2.35%
2006	16384.2	8.31%	3998	12.08%

En el 2006 la potencia instalada térmica supera la hidráulica pero en el factor de utilización la hidráulica es superior en todos los años, esto indica que la indisponibilidad de las térmicas es muy frecuente.

Tabla A- 20. Potencia instalada por tecnología en Ecuador

Año	Térmicas		Hidráulicas	
	(MW)	%	(MW)	%
2000	1644	49.1%	1707	50.94%

Año	Térmicas		Hidráulicas	
	(MW)	%	(MW)	%
2001	1493	46.5%	1715	53.46%
2002	1705	49.4%	1746	50.59%
2003	1729	49.8%	1746	50.24%
2004	1739	49.9%	1746	50.10%
2005	1803	50.5%	1764	49.45%
2006	2197	55.0%	1801	45.05%

El HHI de energía entregada ha ido mejorando año a año y por ende la concentración del mercado ha ido disminuyendo, pasando de una alta concentración en el 2005 a una concentración moderada en el 2006.

Tabla A- 21. HHI de energía entregada en Ecuador.

	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
HHI de energía entregada	1356.52	1582.70	1794.94	1994.77	1921.67	1960.11	2517.27