

Despacho unificado de energía y reservas en mercados de electricidad

Unified Dispatch of Energy and Reserves in Electricity Markets

J.A. Quiñónez-Osobampo

*Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica.
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia Michoacán, México.
E-mail: jago_18@hotmail.com*

J.H. Tovar-Hernández

*Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica.
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia Michoacán, México.
E-mail: horaciotovar@mexico.com*

G. Gutiérrez-Alcaraz

*Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica.
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia Michoacán, México.
E-mail: ggutiera@gmail.com*

(Recibido: septiembre de 2007; aceptado: junio de 2008)

Resumen

En los primeros modelos de mercados competitivos, el costo asociado a los servicios auxiliares era incluido en el precio de la energía. En un modelo con mayor grado de descentralización en la toma de decisiones por parte de los productores y consumidores, es posible que cada servicio sea tratado como un servicio separado y contratado a través de un mercado independiente. Sin embargo, se ha visto que el planteamiento de modelos de mercados simultáneos con el de energía, resulta una mejor opción para elevar la eficiencia de los recursos económicos dedicados al mercado de energía y al de servicios auxiliares. En este trabajo, se presenta una formulación unificada para realizar el despacho de energía y reservas de potencia activa en mercados de electricidad, con el objetivo de analizar la eficiencia global de ambos mercados. La formulación permite ofertar el servicio de reserva, tanto por compañías de generación como por compañías de distribución en forma simultánea con el de energía. A través de un caso de estudio se analiza con detalle el comportamiento de ambas formulaciones de mercados, llegando a la conclusión de que el mercado unificado de energía y reservas, permiten aumentar la eficiencia global, debido a que los beneficios para generadores y distribuidores son mayores.

Descriptores: Asignación de unidades, despacho económico, mercados de electricidad, flujos óptimos, reservas de potencia activa, servicios auxiliares.

Abstract

Ancillary services costs were included within the energy price in the first electricity market models. In a decentralized electricity market, it is conceivable to have a separate market for energy and each one of the Ancillary Services. However, when the problem is solved jointly it seems to be a better alternative to optimize resources. This paper presents a unified formulation for solving the economic dispatch and reserve scheduling problems in electricity

markets, in order to investigate the global efficiency of energy and reserve markets. The formulation allows generation and distribution companies to offer in the market reserve services. Concluding remarks are offered about the results obtained, which proves in a detailed way that these operated-simultaneously-markets provides more economical benefits for generation or distribution companies.

Keywords: *Electricity market, economic dispatch, reserve dispatch.*

Introducción

La nueva organización del sector eléctrico tiende hacia una estructura de mercado para la realización de transacciones de compraventa de energía, así como a la creación de mercados adicionales para la satisfacción de necesidades de confiabilidad, seguridad y calidad del suministro.

La asignación del precio para servicios auxiliares es difícil de determinar, debido a que la procuración de un servicio auxiliar generalmente está ligada con la procuración de energía eléctrica u otros servicios auxiliares. En los primeros modelos de mercados competitivos, este problema no fue analizado y entendido completamente, de tal forma que los costos asociados a servicios auxiliares eran despreciados o incluidos en el precio de la energía. En un modelo basado en principios económicos, es posible que cada servicio sea tratado en un mercado particular (Singh, 1999).

Independientemente del modelo de mercado que se adopte en un sector eléctrico o país, el operador del sistema (OS) es responsable de mantener en un nivel adecuado de seguridad al sistema eléctrico en todo instante de tiempo. Para ello, debe realizarse una asignación adecuada de servicios auxiliares, entre los cuales se encuentran las reservas de generación de potencia activa (Hirst *et al.*, 1997). Ante contingencias, el operador del sistema deberá mantener el mismo nivel de seguridad de acuerdo a su nuevo punto de operación, mediante la consideración de una serie de acciones, ya sean preventivas o correctivas (Wood *et al.*, 1996). La práctica tradicional en sistemas verticalmente integrados ha sido la asignación de unidades o el redespacho de unidades ya sincronizadas, así como cortes de carga como última opción para mantener la seguridad del sistema (Rashidinejad *et al.*, 2000). Ello debido a la facilidad que tiene el operador para ejecutar las acciones necesarias, ya que mantiene un control sobre todas las variables del sistema (Hirst *et al.*, 1997). Sin embargo, en un modelo descentralizado o de mercado, estas acciones pueden estar restringidas, dependiendo del nivel de descentralización en equipos asociados a las variables de control del sistema. Es decir,

si las cantidades ofrecidas por parte de productores, una vez aceptadas, pueden o no ser modificadas de acuerdo a las necesidades del sistema con un pago adicional basado en costos de oportunidad, pero con el beneficio para el operador del sistema de realizar prácticamente las mismas acciones de control que en un modelo centralizado (Ott, 2003).

En términos generales, la tendencia hacia el exceso de capacidad parece resultar de una asimetría entre las penalizaciones sociales de una interrupción (muy severas) y las correspondientes a excesos de capacidad (moderadas). No es una coincidencia que las compañías –o los operadores del sistema en mercados de electricidad– seleccionen irse por el lado del exceso de capacidad. El marco de referencia de optimización económica, a partir del cual se debería estimar los niveles de reserva eficientes, todavía tiene muchos problemas.

Las investigaciones para estimar costos de interrupciones tienen resultados que pueden ser dudosos, en particular, debido a que fallan en los ajustes que los consumidores pueden hacer en anticipación a las interrupciones. Además, las dimensiones sociales de las interrupciones son muy difíciles de cuantificar, aun cuando sean importantes para la sociedad (Kirschen *et al.*, 2004).

Hablando específicamente de las reservas operativas de potencia activa, con el objeto de soportar contingencias, cuyas consecuencias resultan en el desbalance de potencia activa en el sistema, se ha propuesto la integración de un mercado de reservas, el cual normalmente ha operado en forma secuenciada con el de energía (Cramton *et al.*, 2005). Sin embargo, esto puede causar conflictos de intereses entre los agentes del mercado, motivación para el ejercicio de prácticas de poder de mercado y, como resultado final, un deterioro en la eficiencia económica del sector eléctrico, de manera que una opción para evitar tales problemas, es el planteamiento y solución unificados de los mercados de energía y reservas, a fin de obtener la eficiencia global para ambos (Kirschen *et al.*, 2004).

Sin embargo, un análisis de la formulación unificada no ha sido realizado con profundidad, considerando la

eficiencia global que puede ser lograda aplicando este modelo de mercados de energía y reservas simultáneos.

En este sentido, el objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento de las reservas ofertadas por generadores y consumidores, bajo las consideraciones antes descritas. El modelo que se plantea en este trabajo es una formulación conjunta de los modelos, desarrollado en (Arroyo *et al.*, 2005), donde se plantea un mercado unificado de energía y reservas, así como del modelo propuesto por (Cramton *et al.*, 2005). El modelo considera ofertas de reservas por parte de generadores e introduce el manejo de la demanda, con el objeto de permitir a grandes consumidores contribuir a la satisfacción de reservas. Estos dos tipos de ofertas de reservas son introducidas en la función objetivo del modelo de optimización.

Para este propósito, el resto del documento está organizado como se describe a continuación. En la siguiente sección es presentada una descripción del mercado primario de energía y su relación con los servicios auxiliares. Después se realiza una descripción de precios en mercados de electricidad y se presenta la formulación matemática del problema. En la siguiente sección se realiza un análisis de la formulación de la sección anterior, mediante un ejemplo numérico analizado con detalle. Finalmente, se presentan las conclusiones asociadas a los resultados obtenidos.

Energía y servicios auxiliares

La atención principal de un mercado radica en los mecanismos para la satisfacción del balance entre proveedores, consumidores y la definición del precio del mercado (Silberberg *et al.*, 2000). La coordinación de unidades de generación de electricidad en un modelo centralizado de asignación de generación es realizada en función de la potencia activa y la incorporación de reservas rodantes –generadores conectados al sistema con capacidad disponible.

Sin embargo, esto no es suficiente para que el sistema funcione adecuadamente. Reservas no rodantes, regulación o control de frecuencia, así como control de voltaje, entre otros servicios, denominados servicios auxiliares (SA), son requeridos (Kirschen *et al.*, 2004, Federal Energy Regulatory Commission, 2005). En los primeros modelos, costos asociados a SA eran ignorados o incluidos en el precio del mercado como se muestra en la figura 1, aunque pueden ser desagregados una vez que el precio de mercado es establecido (Song *et al.*, 2003).

En un modelo descentralizado basado en principios económicos, es posible que cada servicio sea tratado en un mercado independiente (Singh, 1999, Wilson 2001) como se muestra en la figura 2. Los servicios auxiliares, generalmente, son o pueden ser coordinados mediante contratos.

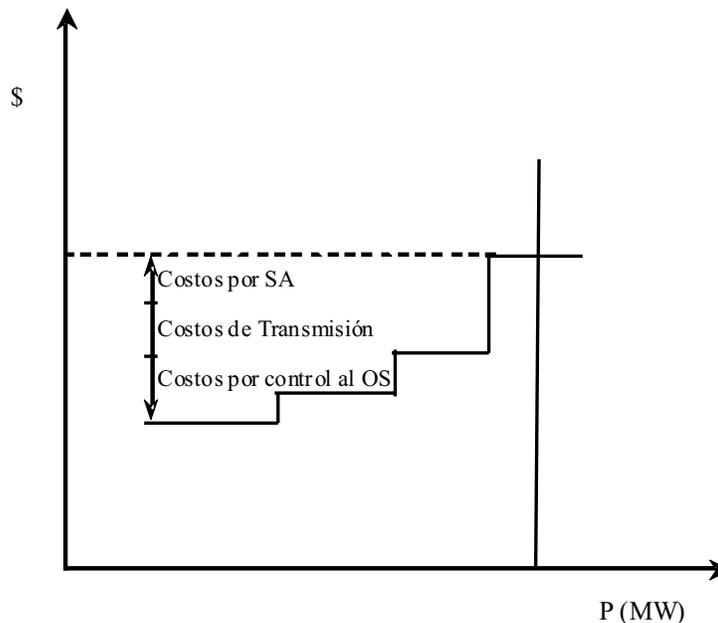


Figura 1. Precio del mercado

Cuando existen mercados separados para energía y reserva, ambos mercados están ligados, por lo cual, cualquier problema en uno de ellos puede causar problemas en el otro. Lo anterior, debido a que los servicios, reserva y energía, pueden ser provistos por las mismas unidades generadoras.

Los programas de control de demanda son una opción adicional no sólo para el OS, sino también para grandes consumidores, ya que ellos, de acuerdo a sus preferencias y necesidades, decidirán cuándo y cuánto consumir. La incorporación de programas de demanda tiene como objetivos relajar las restricciones operativas del sistema.

Para la aplicación de programas de la demanda, debe haber un acuerdo contractual con cada usuario dispuesto a formar parte de ellos y contarse con la información técnica requerida.

Precio spot en el mercado de electricidad

El precio del mercado en un modelo centralizado puede obtenerse mediante un modelo matemático de asignación de unidades, cuya función objetivo es minimizar

costos de operación. Adicionalmente, en algunos mercados, las unidades suministran los SA sin que ello modifique el precio del mercado de energía, ya que el precio total de la energía es el precio agregado de los diferentes servicios requeridos para la entrega al consumidor. El precio del mercado es generalmente un precio uniforme (figura 1).

Bajo la consideración de que es necesario un redespacho de unidades, debido a requerimientos de regulación de frecuencia y de voltaje, esto implica que generadores en reserva aporten potencia activa al sistema, a fin mantener los límites de seguridad dentro de márgenes. Por consecuencia, el precio del mercado se verá afectado. Gráficamente se muestra en la figura 3.

A medida que se desee un nivel mayor de reserva se tendrá un precio mayor por dicho servicio. La asignación de reserva se realiza ya sea para el criterio de contingencia más severa o para un cierto porcentaje de demanda, lo cual implica un costo mayor, dado que las contingencias que pueden poner en peligro la integridad del sistema pueden tener una probabilidad de ocurrencia mínima. Sin embargo, este análisis de riesgo está fuera del objetivo del presente trabajo.

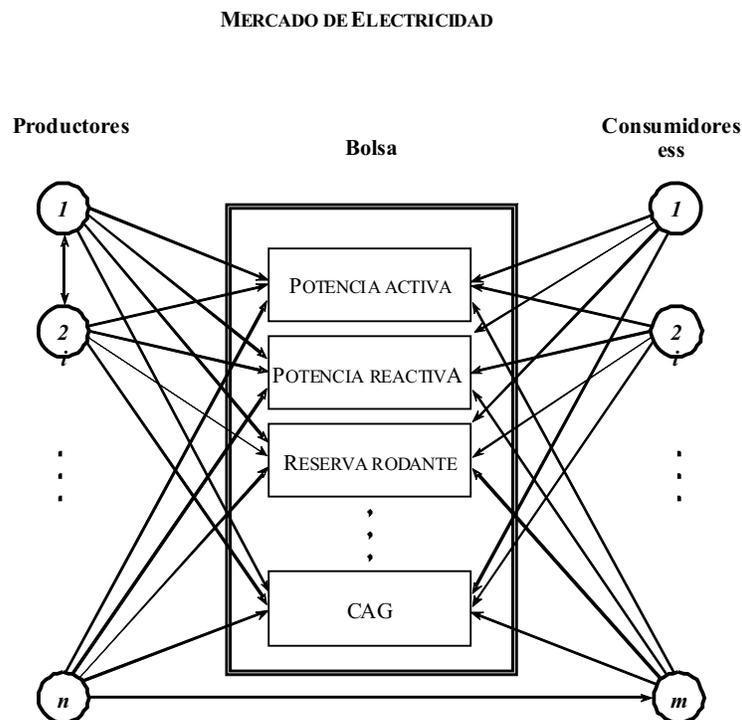


Figura 2. Mercado spot para energía y servicios auxiliares

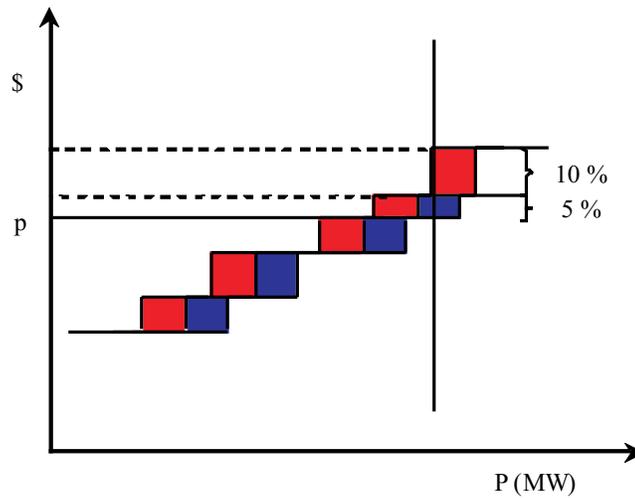


Figura 3. Precio del mercado para energía y reserva

La gráfica de la figura 3 muestra el incremento en el precio del mercado al incluir el servicio de reserva rodante bajo la consideración de que cada unidad participa en la producción del servicio de reserva rodante. En la práctica, no todas las unidades de generación participan en el suministro del servicio de reserva rodante.

Un generador, denominado *generador marginal*, determina el precio del mercado. En un mercado competitivo eficiente, los generadores no tienen ningún incentivo a ofertar a un precio mayor a su costo marginal de producción. Entonces, el *precio marginal* del mercado es igual al costo de producir el último MWh para suministrar la demanda. El generador marginal no pierde dinero en la producción que éste vende, pero tampoco gana. Por otro lado, los *generadores inframarginales* sí reciben un beneficio económico, puesto que sus ofertas quedaron por debajo del precio marginal y su generación es incluida para satisfacer la demanda. Sin embargo, este beneficio no pasa directamente a los inversionistas o dueños de las acciones de las compañías de generación, a fin de que éstos recuperen sus inversiones, sino que parte de los beneficios obtenidos son empleados para cubrir los costos fijos de las plantas, los cuales incluyen costos de mantenimiento, costos de personal, impuestos y costos de oportunidad sobre el valor de salvamento de la planta (Geoffrey *et al.*, 2003).

Formulación del problema de mercados unificados de energía y reservas

Desde un punto de vista de mercado, y considerando como base que las reservas deben ofrecerse simultáneamente a la

energía, entonces, es necesario que se tenga una subasta, tanto para energía como para reservas. El proceso de subastas se resuelve a través de un modelo matemático de optimización como el que es descrito a continuación:

Minimizar

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \{C_i P_{g_{i,t}} + D_i S_{i,t} + Cd_j R_{d_{j,t}}\} \quad (1)$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^n (P_{g_{i,t}} - D_i) = \beta_t \delta_t \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} S_{i,t} \leq S_{R,t} \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^{nc} R_{d_{j,t}} \leq R_{d_{j,t}}^{\max} \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (4)$$

$$P_{g_{i,t}}^{\min} \leq P_{g_{i,t}} \leq P_{g_{i,t}}^{\max} - R_{g_{i,t}} \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (5)$$

$$-P_{f_{\max}} \leq P_f \leq P_{f_{\max}} \quad (6)$$

donde C_i son los precios de oferta para el servicio de energía por el generador i en el periodo t ; D_j son los precios de reserva ofertados por el generador i en el periodo t ; Cd_j es el precio de la reserva ofertada por la carga j en el periodo t ; $P_{g_{i,t}}$ es la potencia de salida del generador i en el periodo t ; D_i es la demanda en el periodo t ; B es la matriz de susceptancias; δ es el vector de ángulos nodales de fase; $S_{i,t}$ es la reserva rodante del generador i en el periodo t ; $P_{g_{i,t}}^{\max}$ y $P_{g_{i,t}}^{\min}$ son las potencias máxima y mínima de salida del generador i en el periodo t ; $R_{g_{i,t}}$ es el

porcentaje de reserva del generador i en el periodo t ; n es el número total de nodos del sistema; ng es el número de generadores; nc es el número de cargas del sistema; P_f es el flujo en la línea de transmisión, $P_{f,max}$ es la capacidad máxima de la línea; $Rd_{j,t}$ reserva de la carga j en el periodo t y $S_{R,t}$ es la reserva total del sistema en el periodo t .

La función objetivo incluye al mercado de energía y al mercado de reservas, obteniéndose una solución simultánea, lo cual normalmente es más eficiente debido a la interacción entre ambos mercados. La restricción (2) representan las ecuaciones de balance de potencia nodal. La restricción (3) definen los requerimientos de reserva por parte de los generadores. La restricción (4) muestran los límites de reserva por parte de los consumidores. Las restricciones (5) indican los límites de potencia de los generadores. La restricción (6) muestran los límites de transmisión de potencia activa en líneas de transmisión (Conejo, 2005).

La aplicación de este modelo resultará en la definición de precios nodales de energía y reserva de potencia activa. De acuerdo a su solución, se determinará la cantidad a pagar por parte de los consumidores para cubrir los ingresos de los generadores.

A continuación, se presenta un ejemplo ilustrativo, con el objeto de comparar los resultados obtenidos con un modelo secuencial y un modelo unificado de despacho de energía y reservas. Las simulaciones de optimización fueron desarrolladas en el paquete computacional GAMS (GAMS, 2004).

Caso de estudio

En esta sección se presenta un ejemplo de aplicación. El objetivo es analizar los resultados de un modelo de

mercados de energía y reservas separados y simultáneos, con el objeto de observar si hay una mejora en la eficiencia global.

El ejemplo utiliza el sistema de 4 nodos de la figura 4. La reactancia de todas las líneas es de 0.63 p.u., sobre una base de 100 MVA. Las líneas de transmisión NODO 1 – NODO 2, NODO 1 – NODO 3 y NODO 3 – NODO 4 tienen una capacidad de 100 MVA, mientras que la capacidad de transferencia de la línea NODO 2 – NODO 4 está limitada a 30 MVA. La asignación de unidades es ejecutada para seis periodos de oferta.

Para propósitos de discusión, y con relación a la figura 4, en el resto de esta sección se utilizará la abreviación G1 cuando se hace referencia al Generador 1, G2 al Generador 2, y así sucesivamente.

En las tablas 1 y 2 se muestra la cantidad y el precio de oferta de potencia y energía de cada uno de los generadores, para cada periodo.

En las tablas 3 y 4 se muestra la cantidad y el precio de oferta de reserva de cada uno de los generadores, para cada periodo.

De la tabla 3 se observa que, en este caso, solamente ofertan reserva las unidades G2, G3 y G4, mientras que la unidad G1 oferta sólo energía. Note además, que G2 oferta su capacidad de reserva en un precio de cero.

La tabla 5 presenta la carga que hay en cada uno de los nodos para cada uno de los periodos.

En la tabla 6 se muestra la reserva requerida en el sistema para cada uno de los periodos, la cual es indicada por el operador del sistema; sin embargo, esta cantidad puede tomarse en diferentes formas, tanto fija como en este caso o como un porcentaje de la carga del sistema, esto es a criterio del operador.

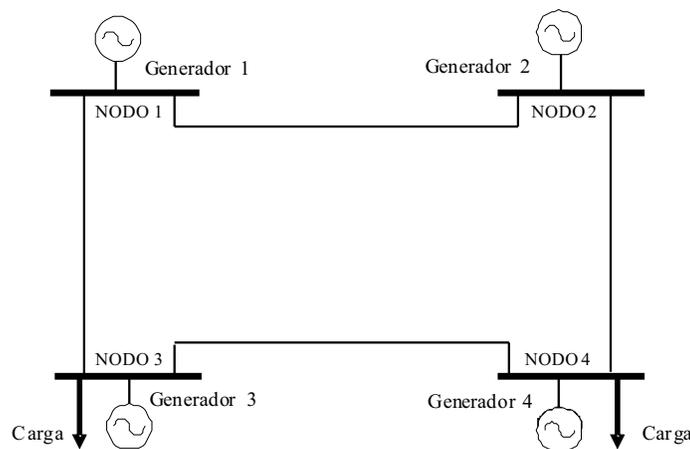


Figura 4. Sistema de prueba de cuatro nodos

Tabla 1. Potencia ofertada por los generadores (MW)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	250	250	250	250	250	250
G2	230	230	230	230	230	230
G3	240	240	240	240	240	240
G4	250	250	250	250	250	250

Tabla 2. Precio de energía ofertado por los generadores (\$/MWH)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	2	2	2	2	2	2
G2	17	17	17	17	17	17
G3	20	20	20	20	20	20
G4	28	28	28	28	28	28

Tabla 3. Reserva ofertada por los generadores (MW)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	0	0	0	0	0	0
G2	160	160	160	160	160	160
G3	190	190	190	190	190	190
G4	150	150	150	150	150	150

Tabla 4. Precio de reserva ofertado por los generadores (\$/MW)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	0	0	0	0	0	0
G2	0	0	0	0	0	0
G3	5	5	5	5	5	5
G4	7	7	7	7	7	7

Tabla 5. Carga en cada uno de los nodos (MW)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Nodo1	75	80	117	140	155	180
Nodo 2	75	80	118	140	155	180
Nodo 3	75	80	118	140	155	180
Nodo 4	75	80	118	141	156	179

Tabla 6. Reserva requerida por el sistema

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Reserva	250	250	250	250	250	250

Resultados con mercados unificados

La tabla 7 muestra la potencia de salida de cada una de las unidades por periodo; se observa que la unidad 1, por ser la más económica, siempre está en su límite máximo; las unidades 2 y 3 no llegan a tal límite debido a los requerimientos de reserva. Se debe señalar que la unidad 1, aun cuando ofertara reserva, siempre estará en el mercado de energía únicamente, debido a que su precio de oferta de energía es el más bajo.

La tabla 8 presenta los precios marginales nodales para cada periodo; se observa que son los mismos en todos los nodos para cada periodo, debido a que no se tiene congestión ni violación de límites de ningún

tipo y el precio lo establece la unidad marginal, además que no se consideran las pérdidas en los elementos de transmisión. Sin embargo, en algunos periodos el precio se establece no sólo por la unidad marginal, sino por los requerimientos de reserva que no permiten que las unidades estén generando a su límite máximo.

La tabla 9 muestra la distribución de reserva entre las unidades que ofertan este servicio. Aquí, se observa que no siempre son las mismas unidades las que satisfacen toda la reserva, y también que cada unidad puede variar su reserva, esto debido a que para cada periodo la unidad marginal puede ser diferente, y esto implica una redistribución de las reservas y, por lo tanto, la potencia de salida de cada una de las unidades despachadas.

Tabla 7. Potencia de salida de los generadores (MW)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	250	250	250	250	250	250
G2	50	70	70	71	130	130
G3	10	1	151	240	240	240
G4	0	0	0	0	1	99

Tabla 8. Precio marginal nodal de la energía

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Nodo 1	17	20	22	24	28	28
Nodo 2	17	20	22	24	28	28
Nodo 3	17	20	22	24	28	28
Nodo 4	17	20	22	24	28	28

Tabla 9. Reserva de cada uno de los generadores

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	0	0	0	0	0	0
G2	160	160	160	159	100	100
G3	90	90	89	0	0	0
G4	0	0	1	91	150	150

La tabla 10 indica el precio marginal nodal de la reserva, donde se nota que, en los primeros dos periodos, el precio lo establece la unidad 3, debido a que es la unidad marginal; sin embargo, para los periodos 3 y 4, el precio se incrementa debido a que la unidad marginal en dichos periodos es G4; para los periodos 5 y 6, se observa que el precio se incrementa considerablemente, esto debido a que, por los requerimientos de reserva, es necesario generar con la unidad G4 que es más costosa.

Las tablas 11 y 12 indican las ganancias de los generadores por la venta de la energía y el cobro a las cargas por el consumo, respectivamente; se puede observar que hay un equilibrio entre lo que los generadores cobran y lo que las cargas pagan.

En la tabla 13 son presentadas las ganancias de los generadores por el servicio de reservas; sin embargo, debido a que este servicio no es por entrega sino por disponibilidad, se debe establecer un criterio para asignar estos cargos, es decir, se debe plantear claramente quién y cómo deberá pagar por el servicio.

En los primeros cuatro periodos, el precio se establece por la unidad marginal; sin embargo, en los últimos dos periodos el criterio es el siguiente: al tener que encender una unidad cuyo costo es de 28\$/MW y dejar de generar con una de costo 17\$/MW, debido a que aun cuando no se encuentra a su límite máximo, por las disposiciones de reserva, ya no puede incrementar su potencia de salida, de aquí que la diferencia de los precios da el costo de la reserva, el cual será de 11\$/MW.

Tabla 10. Precio marginal nodal de reserva

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Nodo 1	5	5	7	7	11	11
Nodo 2	5	5	7	7	11	11
Nodo 3	5	5	7	7	11	11
Nodo 4	5	5	7	7	11	11

Tabla 11. Ganancias de los generadores por venta de energía

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	4,250	5,000	5,500	6,000	7,000	7,000
G2	850	1,400	1,540	1,704	3,640	3,640
G3	0	20	3,322	5,760	6,720	6,720
G4	0	0	0	0	28	2,772
Total	5,100	6,420	10,362	13,464	17,388	20,132

Tabla 12. Pago de cargas por energía (\$)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Nodo 1	1,275	1,600	2,574	3,360	4,340	5,040
Nodo 2	1,275	1,600	2,596	3,360	4,340	5,040
Nodo 3	1,275	1,600	2,596	3,360	4,340	5,040
Nodo 4	1,275	1,620	2,596	3,384	4,368	5,012
Total	5,100	6,420	10,362	13,464	17,388	20,132

La tabla 14 muestra los ingresos totales que obtiene cada unidad. Para el caso de la unidad 4, debido a que sólo entra en los últimos periodos y es la unidad marginal, no obtiene ingresos por la venta de energía; sin embargo, obtiene utilidades por la venta de reserva. En la tabla 15 son mostrados los costos totales, tanto por reserva como por energía para cada periodo.

Algunos autores mencionan que la forma más eficiente para resolver ambos mercados, tanto de energía como de reservas, es hacerlo de manera conjunta, pero no se encontró ningún documento donde se compruebe que realmente esto sea verdadero.

A continuación, se resolverán ambos mercados de manera separada para poder comparar los resultados con los obtenidos en el caso anterior, esto debido a que se deberá elegir desde un principio cómo se deberán manejar los mercados para poder obtener la mayor eficiencia.

Mercados de reserva y energía separados

Para este caso se resolvieron por separado los mercados de energía y reservas, solucionándose primeramente el de reservas. La tabla 16 muestra la potencia de salida de cada una de las unidades en cada periodo; se observa que la unidad 1, por ser la más económica en el mercado de energía y por el hecho de que no oferta reserva, siempre está en su límite máximo, además, la potencia de salida de la unidad 2 está muy lejos de su límite máximo, debido a que está entregando el máximo de reserva ofertado. Esto también implica que las potencias de salida de las unidades 3 y 4 se incrementen con respecto al caso anterior.

La tabla 17 muestra los precios marginales nodales para cada periodo, se puede observar que, para los periodos 3 y 4, el precio es mayor que en el caso anterior, debido a las restricciones de reservas.

Tabla 13. Ganancias de generadores por concepto de reservas (\$)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G 1	0	10	0	0	0	0
G 2	800	800	1,120	1,113	1,100	1,100
G 3	450	450	623	0	0	0
G 4	0	0	7	637	1,650	1,650
Total	1,250	1,250	1,750	1,750	2,750	2,750

Tabla 14. Ingresos totales de los generadores por venta de energía y reserva (\$)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
G1	4,250	5,000	5,500	6,000	7,000	7,000	34,750
G2	1,650	2,200	2,660	2,817	4,740	4,740	18,807
G3	450	470	3,945	5,760	6,720	6,720	24,065
G4	0	0	7	637	1,678	4,422	6,744

Tabla 15. Valor de la función objetivo (\$)

Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
6,350	7,670	12,112	15,214	20,138	22,882	84,366

La tabla 18 presenta la forma en que se distribuye la reserva entre las unidades que ofertan este servicio. La reserva de las unidades se seleccionó por orden de mérito, siendo la única consideración el precio ofertado, por lo que la unidad 2, por ser la que oferta de manera más económica, siempre está a su límite máximo de reserva, aunque, por esta razón, se ve afectado el mercado de energía.

La tabla 19 indica el precio marginal nodal de la reserva. Para este caso, la unidad marginal siempre es G3, por lo que el precio es el mismo en todos los periodos; se puede observar que los precios son menores que los obtenidos en el caso anterior, aunque, como ya se explicó anteriormente, esto implicó que los precios de energía se incrementaran.

Las tablas 20 y 21 indican las ganancias de los generadores por la venta de la energía, así como el pago de

los consumidores por la compra de la misma, respectivamente, notándose que hay un equilibrio entre pagos e ingresos.

La tabla 22 muestra las ganancias de generadores por el servicio de reservas, para este caso específico; los precios son menores cuando se manejan mercados separados, lo que implica que los cobros a las cargas por la venta de este servicio son menores (cuando se tiene las mismas condiciones que en el caso de mercados simultáneos).

Los ingresos totales que obtiene cada unidad son mostrados en la tabla 23. Aun cuando se tienen menores ganancias por la venta de reservas, se obtienen mayores ganancias por la venta de energía y los ingresos de cada unidad son mayores para este caso.

La tabla 24 presenta el valor de la función objetivo, tanto por reserva como por energía para cada periodo.

Tabla 16. Potencias de salida (MW) de los generadores (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	250	250	250	250	250	250
G2	50	70	70	70	70	70
G3	0	1	150	150	150	150
G4	0	0	1	91	151	249

Tabla 17. Precio marginal nodal de energía (\$) (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	17	20	28	28	28	28
G2	17	20	28	28	28	28
G3	17	20	28	28	28	28
G4	17	20	28	28	28	28

Tabla 18. Reserva (MW) de cada uno de los generadores (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	0	0	0	0	0	0
G2	160	160	160	160	160	160
G3	90	90	90	90	90	90
G4	0	0	0	0	0	0

Tabla 19. Precio marginal nodal (\$/MWH) de reserva (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G1	5	5	5	5	5	5
G2	5	5	5	5	5	5
G3	5	5	5	5	5	5
G4	5	5	5	5	5	5

Tabla 20. Ganancias de los generadores (\$) por venta de energía (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G 1	4,250	5,000	7,000	7,000	7,000	7,000
G 2	850	1,400	1,960	1,960	1,960	1,960
G 3	0	20	4,200	4,200	4,200	4,200
G 4	0	0	28	2,548	4,228	6,972
Total	5,100	6,420	13,188	15,708	17,388	20,132

Tabla 21. Pago (\$) de los consumidores por energía (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Nodo 1	1,275	1,600	3,276	3,920	4,340	5,040
Nodo 2	1,275	1,600	3,304	3,920	4,340	5,040
Nodo 3	1,275	1,600	3,304	3,920	4,340	5,040
Nodo 4	1,275	1,620	3,304	3,948	4,368	5,012
Total	5,100	6,420	13,188	15,708	17,388	20,132

Tabla 22. Ganancias (\$) por venta de reservas (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
G 1	0	0	0	0	0	0
G 2	800	800	800	800	800	800
G 3	450	450	450	450	450	450
G 4	0	0	0	0	0	0
Total	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250

Tabla 23. Ingresos (\$) de los generadores por venta de energía y reserva (mercados separados)

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
G1	4,250	5,000	7,000	7,000	7,000	7,000	37,250
G2	1,650	2,200	2,760	2,760	2,760	2,760	14,890
G3	450	470	4,650	4,650	4,650	4,650	19,520
G4	0	0	28	2,548	4,228	6,972	13,776

Tabla 24. Valor de la función objetivo (\$) (mercados separados)

Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
6,350	7,670	14,438	16,958	18,638	21,382	85,436

Comparación entre ambos modelos

En la figura 5 se grafican las ganancias obtenidas por cada generador por la venta de energía en cada uno de los mercados. Se observa que G1 y G4 tienen mayores ganancias cuando se establece un mercado unificado, mientras que G2 y G3 tienen mayores ganancias por la venta de reservas cuando se tiene un mercado de servicios separados. Esto se debe a que G2 y G3 son las que

ofertan más barato el servicio de reserva y, debido a que este mercado es el que se resuelve primeramente, se satisface el total de la reserva con estas dos unidades aun cuando G4 también oferte.

Sin embargo, el mercado separado puede ocasionar que alguno de los generadores, al conocer los resultados del mercado de reservas, pueda tener poder de mercado en el de energía, lo cual implica, como se observa en este ejemplo, que los precios de energía se incrementen.

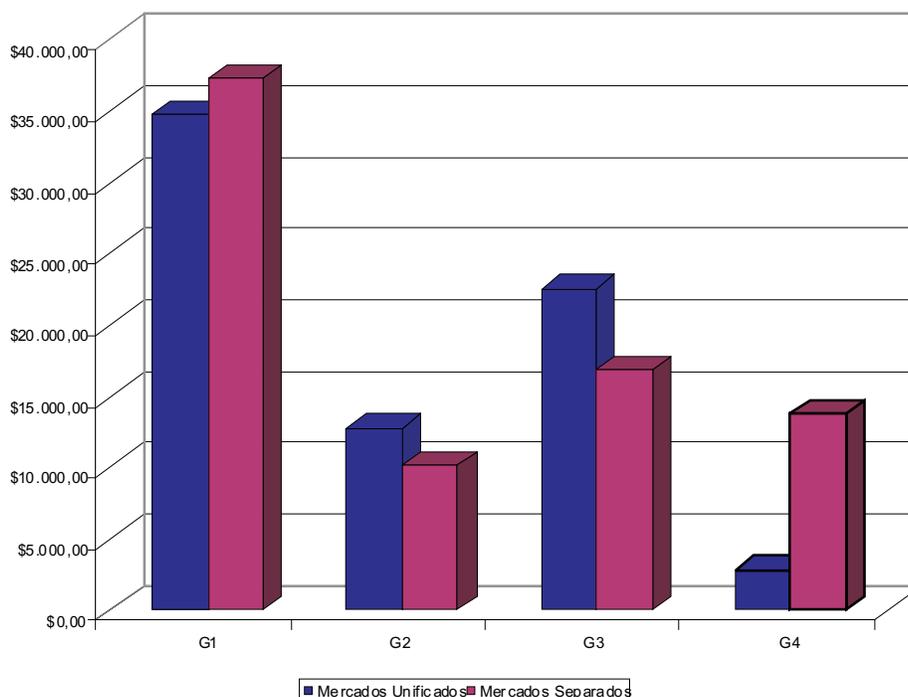


Figura 5. Ganancias de los generadores por venta de energía para cada mercado

La figura 6 muestra cómo son distribuidas las ganancias por venta del servicio de reservas de cada uno de los generadores; debido a que G1 no hace ofertas de reserva, este servicio es asignado a las demás unidades.

Para el caso de mercados unificados, se observa que G2, G3 y G4 obtienen ingresos por la venta de este servicio, mientras que en el mercado separado solamente G2 y G3 participan en el mismo, como ya se explicó anteriormente.

Para el caso de los generadores G1 y G4, se nota que los ingresos son mayores cuando se tiene un mercado separado. Sin embargo, para poder definir en qué mercado es donde se tienen menores costos, se debe considerar en conjunto, tanto las ganancias por venta de reserva como las correspondientes a la venta de energía.

La figura 7, muestra las ganancias de cada uno de los generadores por la venta de ambos servicios; puede observarse que G2 y G3 tienen mayores ingresos cuando se tiene un mercado unificado, mientras que G1 y G4, tienen mayores ingresos con un mercado separado.

La figura 8, muestra los costos totales por venta de energía y reserva en cada uno de los mercados, tanto por la venta de reserva como de energía. Aquí, se puede apreciar claramente que, aunque marginalmente para el mercado separado se tienen mayores costos, lo cual implica que se tendrán mayores cobros a los que paguen el servicio y, debido a que el modelo propuesto implica minimizar costos, desde este punto de vista es más eficiente tratar los mercados de manera unificada.

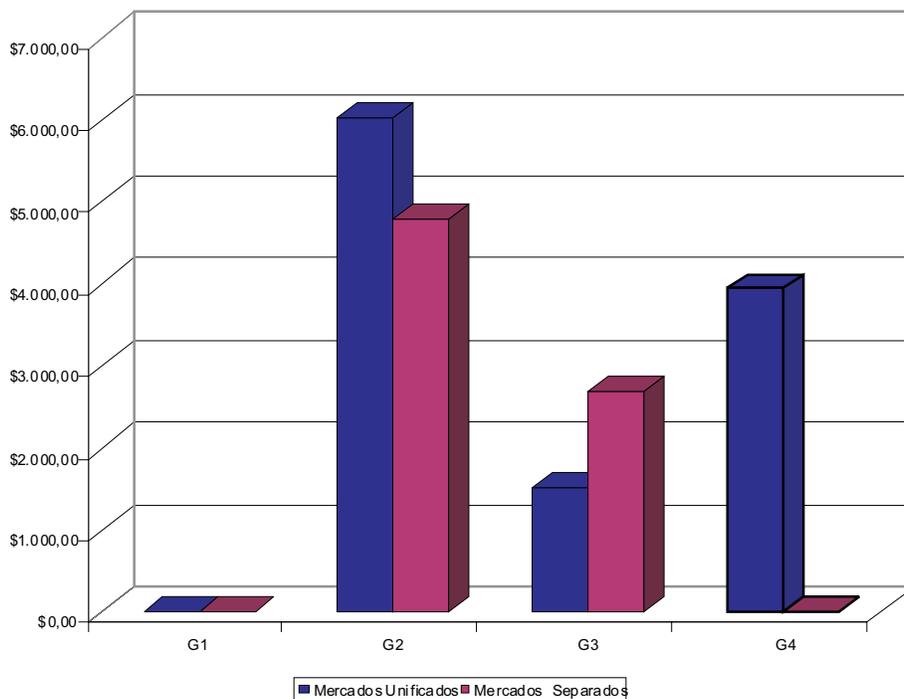


Figura 6. Ganancias de los generadores por venta de reserva para cada mercado

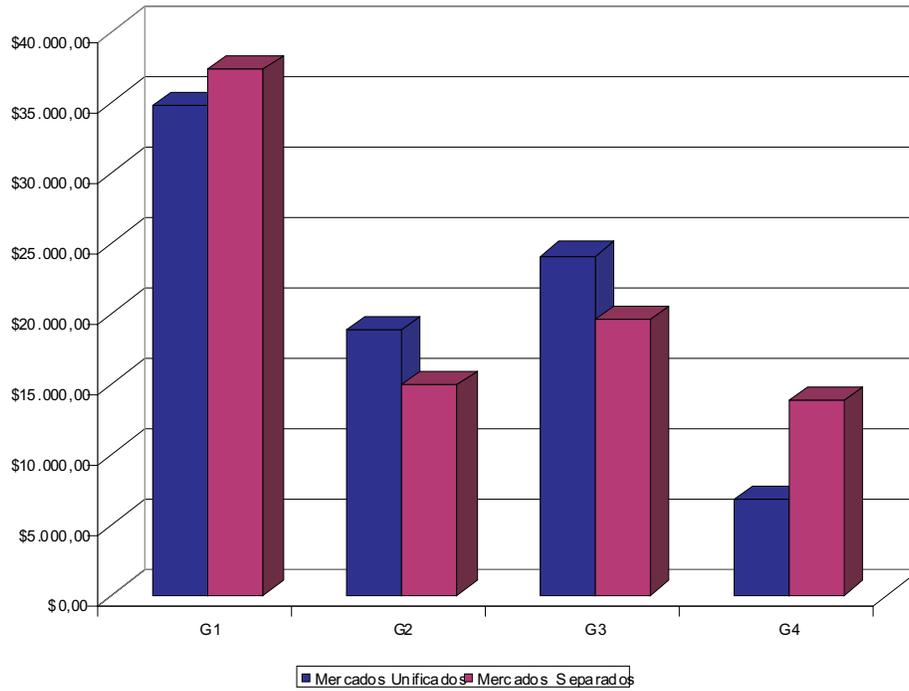


Figura 7. Ingresos totales de cada generador para cada mercado

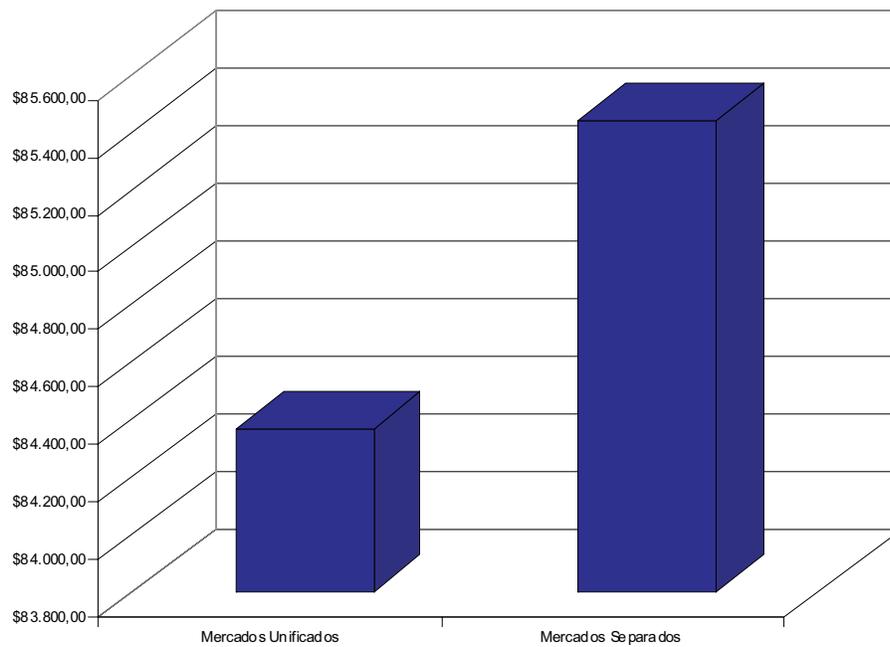


Figura 8. Costos totales por venta de reserva y energía para cada mercado

Conclusiones

En este trabajo, se presentó y analizó la formulación unificada para resolver los mercados de energía activa y reservas de potencia activa. Especial énfasis se hace en la diferencia de precios que presenta esta formulación con respecto a plantear ambos mercados a través de formulaciones separadas. Se observó, mediante ejemplos ilustrativos, que la separación de ambos mercados conduce a precios mayores del suministro de energía y reservas, lo cual permite concluir que es más eficiente resolverlos de manera unificada, a través de una formulación de un problema de optimización incluyendo las funciones objetivo de minimizar costos de producción de energía y reservas e incluyendo las restricciones de reserva para el sistema eléctrico.

Por otra parte, se observa en los resultados que los costos asociados a la energía son pagados por los consumidores de manera directa. Sin embargo, el balance de pagos para el servicio de reserva de potencia activa no resulta así de claro, debido a que las reservas definidas por la solución del problema de optimización están relacionadas con capacidad disponible de generación para utilizarse en cualquier momento. Esto implica que debe diseñarse un esquema de pagos de reservas, el cual, de acuerdo a la literatura, puede estar sustentado en que ya sean los propios generadores o los consumidores los que paguen. Este aspecto puede ser desarrollado como un trabajo a futuro.

Adicionalmente, no se presenta un análisis del impacto de las contingencias sobre el despacho unificado de energía y reservas, el cual, dependiendo de la severidad de la contingencia, puede ser drástico, desde el punto de vista de los costos asociados en ambos mercados. También este tema es para el desarrollo de investigaciones posteriores.

Agradecimientos

Jorge Alejandro Quiñónez Osobampo, agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, CONACyT, por

el apoyo económico recibido para la realización de estudios de maestría.

Referencias

- Arroyo J.M., Galiana F.D. Energy and Reserve Pricing in Security and Network-Constrained Electricity Markets. *IEEE Trans. On Power Systems*, 20(2):634-643. 2005.
- Cramton P., Chao H., Wilson R. *Review of the Proposed Reserve Markets in New England*. 2005.
- Federal Energy Regulatory Commission-FERC [en línea]. 2005. Disponible en: <http://www.ferc.gov>
- GAMS. *The Solver Manuals*. 2004.
- Geoffrey R., Tomas G. *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. IEEE Press Series on Power Engineering. 2003.
- Hirst E., Kirby B. *Creating Competitive Markets for Ancillary Services, Office of Utility Technologies*. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. US. Department of Energy. 1997.
- Kirschen D., Strbac G. *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley and Sons. Inc. 2004.
- Ott A.L. Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation. *IEEE Trans. On Power Systems*, 18(2):528-534. 2003.
- Rashidinejad M., Song Y.H., Jadivi Dasht-Bayaz M.H. Contingency Reserve Pricing Via a Joint Energy and Reserve Dispatching Approach. *Energy Conversion and Management*, 43:537-548. 2000.
- Silberberg E., Suen W. *The Structure of Economics: A mathematical Analysis*. Irwin McGraw Hill. 2000.
- Singh H. Auction for Ancillary Services. *Decision Support Systems*, 24(3-4):183-191. 1999.
- Song Y, Wang X. *Operation of Market-oriented Power Systems*. Springer-Verlag. 2003.
- Wilson R. *Architecture of Power Markets, RESEARCH PAPER NO. 1708*. Graduate School of Business, Stanford University. 2001.
- Wood A., Wollenberg B. *Power Generation, Operation and Control*. John Wiley & Sons. Second Edition. 1996.

Semblanza de los autores

Jorge Alejandro Quiñónez-Osobampo. Realizó sus estudios de licenciatura en el Instituto Tecnológico de Sonora y la maestría en el Instituto Tecnológico de Morelia (ITM), obteniendo los grados respectivos en 2003 y en 2006. Actualmente labora en el área de control Baja California de la Comisión Federal de Electricidad.

José Horacio Tovar-Hernández. Realizó sus estudios de licenciatura en el Instituto Tecnológico de Morelia (ITM), obteniendo el grado de ingeniero electricista en 1984. Realizó sus estudios de maestría y doctorado en ingeniería eléctrica en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, en 1989 y en 1995, respectivamente. Actualmente es profesor del programa de graduados e investigación en ingeniería eléctrica (PGIIE) del ITM.

Guillermo Gutiérrez-Alcaraz. Realizó los estudios de licenciatura y maestría en el Instituto Tecnológico de Morelia, obteniendo el grado de ingeniero y de maestro en ciencias, ambos en ingeniería eléctrica, en 1995 y 1996, respectivamente. Actualmente es profesor del PGIIE del ITM.