

Implications of Generation Bidding on the Mexican Wholesale Electricity Market

Luis M. C. Alejandre, *Student Member, IEEE*, G. G. Alcaraz, *Senior Member IEEE*, and J. H. Tovar-Hernández, *Senior Member IEEE*

Abstract—Different rules are established in the electricity markets to define bidding formats. A usual strategy is the piecewise linear approximation (PWL) of the quadratic cost curves of the generating units. However, it is important to keep in mind that various approaches can be obtained from the PWL methods, which lead to different results. This article presents a comparative study of the effect on Unit Commitment (UC) and their level of dispatch when three different PWL methods are applied under Mexican electricity market rules and different scenarios. The purpose of these numerical tests is to show the way in which the methodology to calculate the PWL offers affects the order and priority in the UC.

Index Terms—Economic dispatch, linear programming, piecewise linear approximation, unit commitment.

I. NOMENCLATURA

I	Índice numérico de unidad generadora
J	Índice numérico de los segmentos PWL
L	Índice de sección lineal de potencia de una unidad generadora
T	Periodo horario
L_g	Número de secciones lineales PWL utilizadas para aproximar el costo de generación
L	Número de secciones lineales PWL utilizadas para aproximar las pérdidas en líneas de transmisión
N	Número total de nodos
N_g	Número total de generadores
T	Número total de periodos analizados
$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$	Coefficientes constante, lineal y cuadrático de la función de costo de generación eléctrica
$\Delta_{i,l}$	Longitud del l -ésimo segmento de potencia activa producido por el generador i
Δp_{ij}	Segmento j de potencia activa producido por el generador i
k_{ij}	Costo del j -ésimo segmento de potencia activa ofertado por el generador i
P_{Dt}	Potencia total demandada en el sistema en el periodo t
P_{dt}	Vector de potencias activas nodales de carga en el periodo t
R_t	Reserva total del sistema
COF_i	Costo marginal del segmento i de la oferta incremental $\left(\frac{\$}{MWh}\right)$
$\left(\frac{df(x_i)}{dx_i}\right)$	Primera derivada de la función de producción-cantidad de combustible $\left(\frac{MMBtu}{MWh}\right)$
$CVcom_{gen}$	Costo variable del combustible utilizado para generación eléctrica $\left(\frac{\$}{MMBtu}\right)$

Este trabajo fue realizado con los apoyos brindados por el Tecnológico Nacional de México bajo el proyecto 6124.17-P “Vigilancia del comportamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mexicano.”

Luis Marcos Cisneros Alejandre está con el Tecnológico Nacional de México/I.T. Zitácuaro, Zitácuaro, Mich., México (e-mail: luis_alejandro2011@hotmail.com).

Guillermo Gutiérrez-Alcaraz y José Horacio Tovar-Hernandez están con el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Tecnológico Nacional de México/I.T. Morelia, Morelia, Mich., México (e-mail: ggutier@itmorelia.edu.mx, horacio.tovar@yahoo.com).

$CVom_{gen}$	Costos variables de operación y mantenimiento para generación eléctrica $\left(\frac{\$}{MWh}\right)$
T_{tm}	Tarifa regulada de transmisión, indicada por la CRE $\left(\frac{\$}{MWh}\right)$
T_{CENACE}	Tarifa regulada de operación del CENACE, indicada por la CRE $\left(\frac{\$}{MWh}\right)$
$c_{i,t}^U, c_{i,t}^D$	Costos de arranque y paro respectivamente, del generador i (\$) $c_{i,t}^{ENS}$
$c_{i,t}^{ENS}$	Costos de energía no suministrada (\$) UT_i, DT_i
UT_i, DT_i	Tiempos mínimos de encendido/apagado
SU_i, SD_i	Límite de rampa arriba/abajo respectivamente, del generador i (MWh)
$U_{i,0}$	Estado inicial de operación del generador i
RU_i, RD_i	Rampas arriba/abajo, respectivamente del generador i (MWh)
P^{Min}_i, P^{Max}_i	Potencias nominales mínima y máxima, respectivamente, del generador i (MW)
$p_{i,t}$	Potencia de salida del generador i en el periodo t (MW)
θ_m	Ángulo del voltaje complejo en el nodo m
X_{mq}	Reactancia de línea entre nodos m y q , en p.u.
$\delta_{mq,l}$	l -ésima pendiente de sección lineal de pérdidas en línea entre nodos m y q
$ENS_{i,t}$	Energía No Suministrada en el nodo i en el periodo t (MW)
P^+_{mq}, P^-_{mq}	Potencia activa máxima y mínima de la línea que conecta los nodos m y q
$\Delta P_{mq,l}$	Segmento l de flujo de potencia activa entre nodos m y q .
$I_{i,t}$	Variable binaria indicando si el generador está encendido o apagado
$y_{i,t}, z_{i,t}$	Variables binarias indicativas si el generador i se enciende o se apaga al inicio del periodo t , respectivamente
$\Delta P_{g_{ij}}$	Magnitud de potencia activa del j -ésimo segmento del generador i (MW)

II. INTRODUCCION

LA tendencia mundial a la liberalización de los mercados eléctricos trae consigo retos y oportunidades sin precedentes. Se suscitan [1] nuevas necesidades: reglas administrativas innovadoras y estructuras de mercado, sobresaliendo diferentes métodos de modelado de ofertas que permitan participar exitosamente en los mecanismos de subasta. De acuerdo con [2][3], el modelado de ofertas óptimas debe integrarse a las decisiones de Asignación de Unidades (AU), a fin de reducir la incertidumbre en costos y disponibilidad e incentivar la participación activa del consumidor. Como parte fundamental del análisis de mercados eléctricos, en [4] se detalla la importancia de la red en el mercado eléctrico mayorista, la consideración explícita de las limitaciones físicas y de operación y los aspectos económicos de los servicios de transmisión, además de los mercados de generación para evaluar correctamente el poder de mercado en situaciones específicas.

En el caso de México, ante la desregulación y consecuente apertura del sector energético a la participación de capital privado bajo los lineamientos de la Reforma Energética

promulgada en diciembre de 2013 [5], se estipula la posibilidad de comercializar energía eléctrica a precios competitivos en un mercado eléctrico mayorista (MEM). A partir de agosto de 2014, se aprueba el marco normativo denominado Ley de la Industria Eléctrica (LIE) [6], y en septiembre de 2015 la Secretaría de Energía (SENER) publicó el reglamento inicial [7] que establece los principios de diseño y operación del MEM. El MEM se conforma por el Mercado de un Día en Adelanto (MDA) y el Mercado en Tiempo Real (MTR). El MDA tiene un enfoque de planeación de la operación para el día siguiente, considerando las ofertas de compra y venta de los participantes en el mercado. En tanto que el MTR permite operaciones de mercado en el mismo día de operación.

La operación del MEM se concibió en dos etapas. La primera etapa consiste en un modelo de subastas de un solo lado con ofertas de generadores basadas en costos, mientras que, en la segunda etapa, el modelo del MDA consistirá en una subasta de doble lado basada en precios, agregando la participación de la demanda. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el operador independiente, responsable de la operación del MDA y MTR, dentro del marco normativo emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El CENACE opera el MDA, determinando la producción de energía eléctrica requerida para satisfacer de manera óptima y eficiente la demanda, mediante la AU con Restricciones de Seguridad. En enero de 2017, la SENER estableció las reglas [8][9] para calcular las ofertas de capacidad de generación eléctrica disponible basada en costos (Oferta de Venta de las Unidades de Central Eléctrica), donde cada compañía de generación debe ofertar su producción bajo el esquema de curvas de costo incremental obtenidas al aproximar linealmente por segmentos (*Piecewise Linearization*, PWL) sus curvas de costo cuadráticas, las cuales, están asociadas a centrales generadoras térmicas.

De acuerdo con el primer modelo para el MEM [9], la oferta incremental puede especificarse hasta en 11 segmentos en potencia y costo a partir del nivel de operación en vacío y hasta cuando menos el Límite de Despacho de Emergencia Máximo, con un máximo de 12 puntos, partiendo de 0 MW y siendo los puntos sucesivos iguales o mayores en costo al segmento previo, además de iguales o mayores en cantidad de MW. Para este modelo no se especifica restricciones adicionales. Con tal antecedente, el segundo modelo PWL a comparar es propuesto en [10], donde la segmentación aproxima la curva cuadrática por medio de cuerdas geométricas. El tercer modelo se adapta de la propuesta para linealizar las pérdidas cuadráticas en líneas de transmisión propuesta por [11], y se basa en el trazo de líneas secantes a la curva donde el error positivo (área considerada sobre la curva) prácticamente se compensa o anula con el error negativo (área considerada bajo la curva). Las aproximaciones lineales aplicadas al algoritmo de optimización se basan en la aplicación efectuada en [12] agregando el efecto de pérdidas y restricciones de red para los elementos de transmisión [13].

Dado que la metodología para calcular las Ofertas de Venta está poco acotada por la normatividad actual, en este trabajo se presenta un análisis comparativo del efecto en el orden y prioridad en el despacho de unidades, afectando la eficiencia

global del MDA bajo diferentes condiciones de operación al aproximar la curva cuadrática de costo de producción de las unidades generadoras bajo la metodología establecida por la SENER y métodos PWL propuestos. El resto de este artículo se estructura como sigue: la sección III presenta la formulación matemática del modelo de AU y los modelos PWL. La sección IV presenta 4 casos de estudio. Finalmente, la sección V presenta las conclusiones de este trabajo.

III. MODELO MATEMATICO

Para llevar a cabo el proceso del MDA, el CENACE determina, para un horizonte de 24 horas y aplicando un modelo de AU con aspectos de seguridad, la asignación y despacho de las unidades generadoras, las reservas, los costos marginales locales, entre otros [12].

Para este trabajo, la formulación de MILP presentada en [15] se seleccionó como la formulación de referencia para el problema de AU. El modelo matemático de la Au es:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ng} \left[a_i I_{i,t} + \sum_{j=1}^{Lg} k_{ij} \Delta p_{ij,t} + c_{i,t}^U + c_{i,t}^D \right] + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N c_{j,t}^{ENS} \quad (1)$$

$$S. \text{ to } A_g^t p_{i,t} - B\theta = P_{d,t} \quad \forall t \in T \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} \bar{p}_{i,t} \geq P_{D,t} + R_t \quad \forall t \in T \quad (3)$$

$$p_{i,t} = \sum_{ij=1}^{Lg} \Delta p_{ij,t} \quad (4)$$

$$0 \leq \Delta p_{ij,t} \leq \frac{P_i^{Max}}{Lg} \quad (5)$$

$$\bar{p}_{i,t} \leq P_i^{Max} \left[I_{i,t} - z_{i,(t+1)} \right] + z_{i,(t+1)} SD_i \quad \forall t \in T \quad (6)$$

$$\bar{p}_{i,t} \leq p_{i,(t-1)} + RU_i I_{i,(t-1)} + SU_i y_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (7)$$

$$\bar{p}_{i,t} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$p_{i,(t-1)} - p_{i,t} \leq RD_i I_{i,t} + SD_i z_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (9)$$

$$p_{i,t} \leq \bar{p}_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (10)$$

$$P_i^{Min} I_{i,t} \leq p_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (11)$$

$$\sum_{t=1}^{F_i} I_{i,t} = 0 \quad \text{donde } F_i = \text{Min} \left\{ \left[T, (DT_i - s_{i,0}) \right] \left[1 - I_{i,0} \right] \right\} \quad (12)$$

$$\sum_{n=t}^{t+DT_i-1} \left[1 - I_{i,n} \right] \geq DT_i z_{i,t} \quad \forall t = F_{i+1} \dots \quad +1 \quad (13)$$

$$\sum_{n=t}^T \left[1 - I_{i,n} - z_{i,t} \right] \geq 0 \quad \forall t = T - DT_{i+2} \dots \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^{L_i} \left[1 - I_{i,t} \right] = 0 \quad \text{donde } L_i = \text{Min} \left[T, (UT_i - U_{i,0}) I_{i,0} \right] \quad (15)$$

$$\sum_{n=t}^{t+UT_i-1} I_{i,n} \geq UT_i y_{i,t} \quad \forall t = L_{i+1} \dots \quad +1 \quad (16)$$

$$\sum_{n=t}^T \left[I_{i,n} - y_{i,n} \right] \geq 0 \quad \forall t = T - UT_{i+2} \dots \quad (17)$$

$$-P_{mq}^{Max} \leq \frac{\theta_m - \theta_q}{X_{mq}} \leq P_{mq}^{Max} \quad \forall m, q \in N \quad (18)$$

$$P_{mq} = P_{mq}^+ - P_{mq}^- \quad (19)$$

$$P_{mq} = \sum_{l=1}^L \Delta P_{mq,l} = P_{mq}^+ + P_{mq}^- \quad (20)$$

$$0 \leq \Delta P_{mq,l} \leq \frac{P_{mq}^{Max}}{L} \quad (21)$$

$$P_{mq}^{loss} = \left(G_{mq} / B_{mq}^2 \right) \sum_{l=1}^L \delta_{mq,l} \Delta P_{mq,l} \quad (22)$$

$$\delta_{mq,l} = (2l-1) \left(\frac{P_{mq}^{Max}}{L} \right) \quad \forall l = 1, 2, \dots \quad (23)$$

$$P_{mq}^+, P_{mq}^- \geq 0 \quad (24)$$

$$y_{i,t} - z_{i,t} = I_{i,t} - I_{i,t-1} \quad \forall t \in T \quad (25)$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1 \quad \forall t \in T \quad I_{i,t}, y_{i,t}, z_{i,t} \in \{0,1\} \quad (26)$$

donde los modelos PWL sugeridos se describen por:

$$\left. \begin{aligned} k_{ij} &= \beta_i + \gamma_i \left(2l \right) \left(\frac{P_i^{Max}}{Lg} \right) \\ 0 &\leq \Delta p_{ij} \leq \frac{P_i^{Max}}{Lg} \\ COF_i &= \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} CV_{comb_{gen}} \right] + CV_{om_{gen}} + T_{im} + T_{CENACE} \end{aligned} \right\} \text{Modelo 1 (27)}$$

$$\left. \begin{aligned} k_{ij} &= \beta_i + \gamma_i (2l-1) \left(\frac{P_i^{Max}}{Lg} \right) \\ 0 &\leq \Delta p_{ij} \leq \frac{P_i^{Max}}{Lg} \end{aligned} \right\} \text{Modelo 2 (28)}$$

$$\left. \begin{aligned} k_{ij} &= \beta_i + \gamma_i \left(\frac{2 + 4\sqrt{2}(l-1)}{1 + \sqrt{2}(2Lg-1)} \right) P_i^{Max} \\ 0 &\leq \Delta p_{ij} \leq \Delta_{ij} \\ \Delta_{i,1} &= \frac{(1 + \sqrt{2}) P_i^{Max}}{1 + \sqrt{2}(2Lg-1)} \\ \Delta_{i,l} &= \frac{2\sqrt{2} P_i^{Max}}{1 + \sqrt{2}(2Lg-1)} \quad \forall l = 2, 3, \dots \end{aligned} \right\} \text{Modelo 3 (29)}$$

La función objetivo (1) minimiza los costos variables de generación, costos de arranque y paro, además de costos de energía no suministrada. Las restricciones lineales y enteramixtas consideran el balance de potencia del sistema (2), reserva rodante del sistema (3), linealización de costos de generación (4)-(5), rampas de encendido/apagado de generadores (6)-(9), límites de potencia de salida (10)-(11), tiempo mínimo de inactividad de los generadores (12)-(14), tiempo mínimo de operación de los generadores (15)-(17), red de transmisión (18), flujo de potencia en elementos de transmisión (19), límites mínimos y máximos y pendiente de los segmentos de potencia (20)-(21), pérdidas admisibles en los elementos de transmisión (22)-(24), lógica de arranque y paro de asignación

de unidades generadoras (25)-(26). Las restricciones (27)-(29) describen las metodologías empleadas para linealizar las curvas de costos de generación, determinando los costos variables en función de la potencia generada y del costo por bloque.

Los parámetros de costo obtenidos en cada modelo PWL presentan valores diferentes en torno a su curva de costo, debido a que cambia el trazo de segmentos lineales al considerar diferentes métodos de linealización [9][10][11], donde la aproximación lineal de cada segmento de curva se comporta como lo muestra la figura 1, linealizando a tres segmentos como ejemplo.

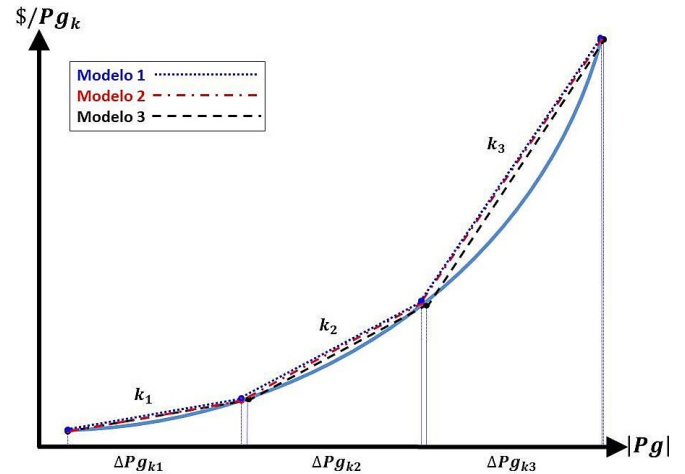


Fig. 1. Métodos PWL para una linealización a tres segmentos.

IV. CASOS DE ESTUDIO

El modelo matemático descrito se aplica al sistema de IEEE de 57 nodos, el cual, cuenta con 7 Unidades generadoras, 80 elementos de transmisión (cada uno con límite máximo de transferencia de 400 MVA) y 42 nodos de carga. El nodo de referencia es el nodo 1. Las características de los generadores son mostradas en la Tabla I, y han sido tomadas de [16] y modificadas en sus curvas de costo.

TABLA I
PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Unidad	α_i (\$)	β_i (\$/MW)	γ_i (\$/MW ²)	P_i^{Min} (MW)	P_i^{Max} (MW)	UT_i (h)	DT_i (h)	$c_{i,t}^U$ (\$)	$c_{i,t}^D$ (\$)	$U_{i,0}$ (h)
1	0	20	0.077579519	0	575.88	1	1	10	10	1
2	0	40	0.01	0	100.00	1	1	8	6	1
3	0	20	0.25	0	140.00	1	1	12	6	0
4	0	40	0.015	0	100.00	1	1	8	4	0
5	0	20	0.022222222	0	550.00	1	1	6	6	0
6	0	40	0.016666666	0	100.00	1	1	4	4	0
7	0	20	0.0322580645	0	410.00	1	1	8	6	0

Las simulaciones se realizan en una computadora personal (PC) Intel® Core i5 con 2.7 GHz, 12 GB de RAM, y sistema operativo Windows® 8.1 a 64 bits, usando CPLEX® 12.5.1 [17] y GUROBI® 7.5.1 [18] bajo Matlab® R2010a.

La demanda horaria del sistema se muestra en la figura 2. La figura 3 muestra el diagrama unifilar de la red [19].

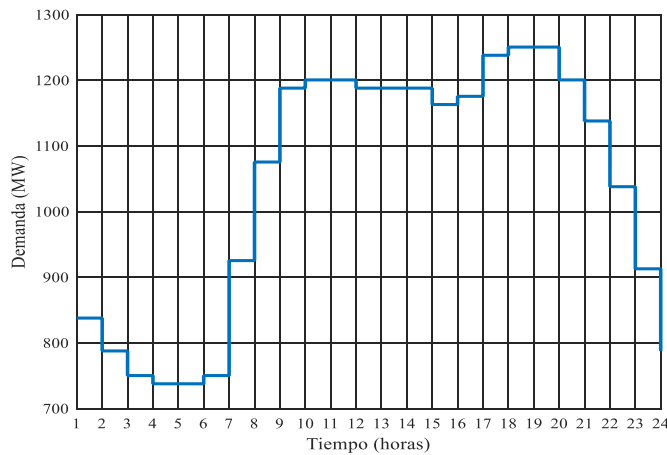


Fig. 2. Patrón de la demanda horaria.

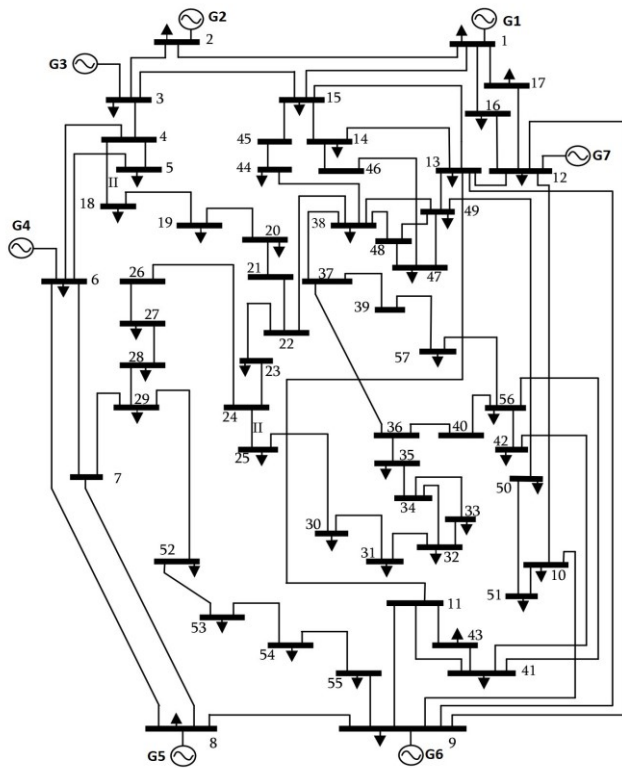


Fig. 3. Sistema IEEE de 57 nodos.

Se abordan cuatro casos de estudio, los cuales, van progresivamente agregando detalle a la operación, con la finalidad de comparar el impacto de las Ofertas de Venta en la AU. Los cuatro casos son descritos a continuación:

- Caso 1. Se considera como caso base. Se omite pérdidas y restricciones activas de transmisión.
- Caso 2. Caso base considerando las pérdidas por transmisión, pero no incluye restricciones activas de transmisión.
- Caso 3. Caso base y, además, considera tanto pérdidas como restricciones activas de transmisión.

Para los primeros tres casos propuestos se calcula las Ofertas de Venta de las unidades generadoras, en base a la aplicación de los tres modelos PWL descritos.

Caso 4. En este caso las Ofertas de Venta de las unidades de generación son modificadas, haciendo una linealización basada en segmentación no uniforme, pero conservando la metodología de PWL presentada anteriormente. Se considera pérdidas y restricciones activas en transmisión.

La Tabla II muestra las Ofertas de Venta para los tres modelos. De la Tabla II se observa que, para las siete unidades de generación, las Ofertas de Venta del Modelo 1 son las de mayor costo, mientras que las de menor costo corresponden al Modelo 3. El Modelo 2 presenta un costo ligeramente mayor al Modelo 3, pero menor al Modelo 1. También, se puede observar, del Modelo 3, que el primer bloque de potencia de la Oferta de Venta de cada unidad es menor con respecto al resto.

TABLA II
OFERTAS DE VENTA PARA LOS TRES MODELOS

Unidad	$\Delta P_{g_{ij}}$	1	2	3	...	9	10	11
Modelo 1								
1	52.35	28.12	36.25	44.37	...	93.11	101.23	109.35
2	9.09	40.18	40.36	40.55	...	41.64	41.82	42.00
3	12.73	26.36	32.73	39.09	...	77.27	83.64	90.00
4	9.09	40.27	40.55	40.82	...	42.45	42.73	43.00
5	50	22.22	24.44	26.67	...	40.00	42.22	44.44
6	9.09	40.30	40.61	40.91	...	42.73	43.03	43.33
7	37.27	22.40	24.81	27.21	...	41.64	44.05	46.45
Modelo 2								
1	52.35	24.06	32.18	40.31	...	89.05	97.17	105.29
2	9.09	40.09	40.27	40.45	...	41.55	41.73	41.91
3	12.73	23.18	29.55	35.91	...	74.09	80.45	86.82
4	9.09	40.14	40.41	40.68	...	42.32	42.59	42.86
5	50	21.11	23.33	25.56	...	38.89	41.11	43.33
6	9.09	40.15	40.45	40.76	...	42.58	42.88	43.18
7	37.27	21.20	23.61	26.01	...	40.44	42.84	45.25
Modelo 3								
1	45.29/53.06	22.91	31.14	39.38	...	88.77	97.00	105.24
2	7.86/9.21	40.07	40.25	40.43	...	41.54	41.72	41.91
3	11.01/12.9	22.28	28.73	35.18	...	73.88	80.33	86.78
4	7.86/9.21	40.10	40.37	40.65	...	42.31	42.59	42.86
5	43.25/50.67	20.80	23.05	25.30	...	38.81	41.07	43.32
6	7.86/9.21	40.11	40.42	40.72	...	42.57	42.87	43.18
7	32.24/37.78	20.86	23.30	25.74	...	40.36	42.80	45.23

A. Caso 1

Este caso omite las pérdidas por transmisión y asume que el sistema de transmisión es ilimitado en capacidad, evitando con ello el problema de congestamiento.

La Tabla III muestra el resultado de la asignación óptima de Unidades para los tres Modelos de PWL. Aquí se observa que la AU es exactamente la misma para los modelos 1 y 2. Sin embargo, la potencia de salida de cada unidad es diferente entre estos modelos debido a que las Ofertas de Venta son diferentes.

TABLA III
ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN: CASO 1

Unidad	Hora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Modelo 1																								
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 2																								
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 3																								
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Para el Modelo 3, con referencia a los modelos 1 y 2, se muestra que las Unidades 2, 4 y 6 se encienden una hora después y se apagan una hora antes, es decir, el Modelo 3 requiere un menor número de horas de operación de estas unidades. La potencia activa de salida de cada unidad de generación para cada modelo se muestra en las figuras 3-5.

En las figuras 4 y 5 se muestra gráficamente la combinación de unidades generadoras para los Modelos 1 y 2. Se aprecia que, para el periodo de las horas 8-23 que es cuando se presenta la mayor demanda, ésta es suministrada por una combinación de las siete unidades generadoras. Para el periodo de las horas 1-6 y hora 24 la oferta de segmentos de potencia de la Unidad 1 es más económica y, por ello, desplaza las ofertas de las Unidades 2, 4 y 6, las cuales, quedan fuera durante las horas 1-6 y 24.

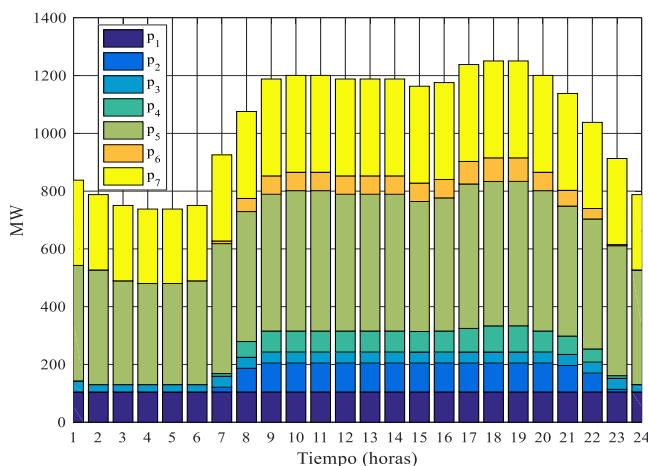


Fig. 4. Potencias óptimas de generación Modelo 1: Caso 1.

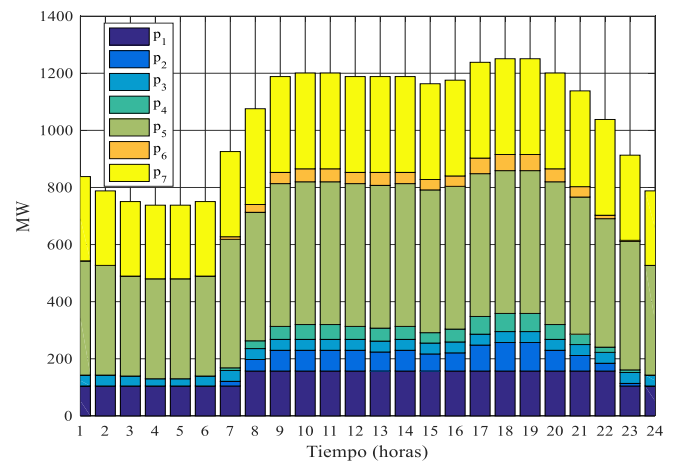


Fig. 5. Potencias óptimas de generación Modelo 2: Caso 1.

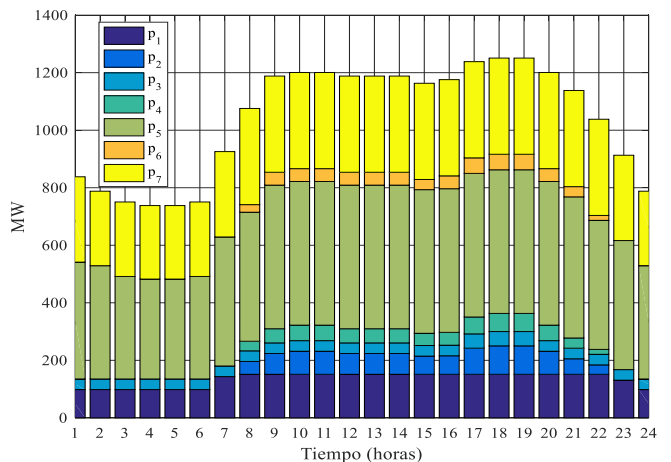


Fig. 6. Potencias óptimas de generación Modelo 3: Caso 1.

En la figura 6 (Modelo 3) se observa un cambio en la AU consistente en un incremento de las horas en que las Unidades 2, 4 y 6 quedan fuera, ya que solo participan en el lapso de 8 a 22 horas, debido a que su oferta no es mejor que los segmentos con costo más competitivo que ofrecen las Unidades 1 y 3. En este caso, las unidades que despachan el último MW de demanda son: hora 7, Unidad 1; hora 8, Unidad 6; hora 22, Unidad 4 y hora 23, Unidad 1. Las unidades generadoras más económicas, 1, 3, 5 y 7, operan durante las 24 horas del día.

Los costos totales de producción para cada modelo en este caso son reportados en la Tabla VII. El Modelo 3 presenta la solución con menores costos, seguido por el Modelo 2 y, finalmente, el Modelo 1 con los mayores costos.

B. Caso 2

A diferencia del caso anterior, ahora se considera las pérdidas por transmisión. La Tabla IV muestra la AU para los diferentes modelos y se observa que la solución es la misma para los modelos 1 y 2, pero diferente con respecto al Modelo 3. Las Unidades 2, 4 y 6 encienden una hora después y apagan una hora antes.

TABLA IV
ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN: CASO 2

Unidad	Hora																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Modelo 1																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 2																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 3																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Las figuras 7-9 muestran las potencias de salida de las unidades generadoras para cada Modelo. Comparando las potencias de salida de las unidades del Modelo 1 con las del Modelo 2 (figuras 7 y 8), se observa que estas son diferentes para todas las unidades generadoras, sobre todo en las Unidades 1, 2, 4 y 6. Aun así, ambos modelos presentan una misma AU, similar al caso 1. Por ejemplo, en el Modelo 1 la potencia de salida de la Unidad 1 es constante durante las 24 horas, mientras que en el Modelo 2, la potencia de salida de la misma Unidad 1 se incrementa de la hora 8 a la hora 22.

De la figura 9 se observa un cambio importante en los periodos de participación de las unidades más costosas, acotando su participación a solamente los periodos horarios de mayor demanda, al no ser despachadas en las horas 7 y 23 por aumento de nivel de aportación de la Unidad 1 (ofertando segmentos más económicos).

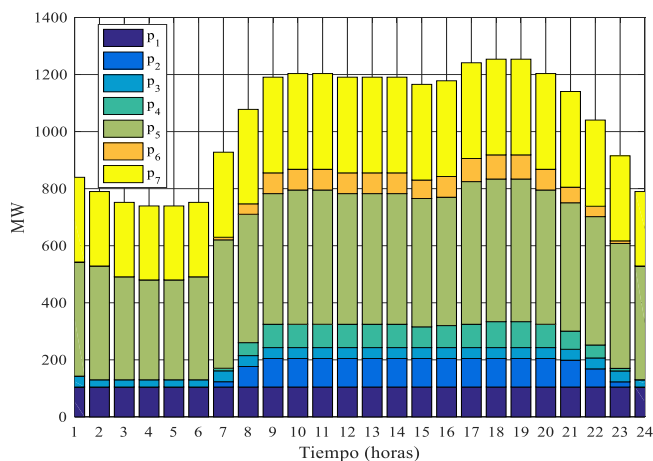


Fig. 7. Potencias óptimas de generación Modelo 1: Caso 2.

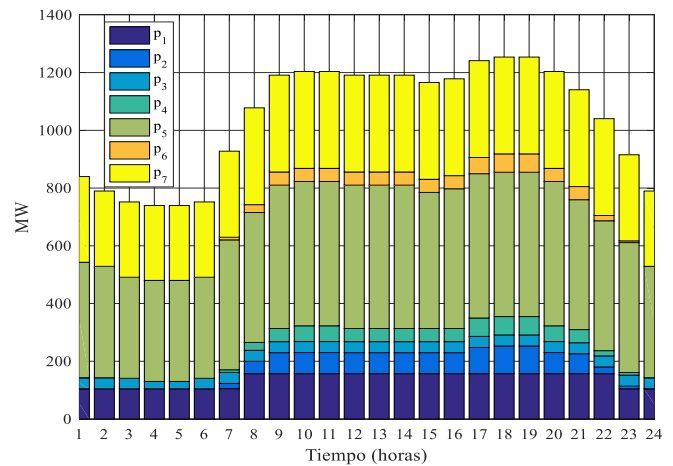


Fig. 8. Potencias óptimas de generación Modelo 2: Caso 2.

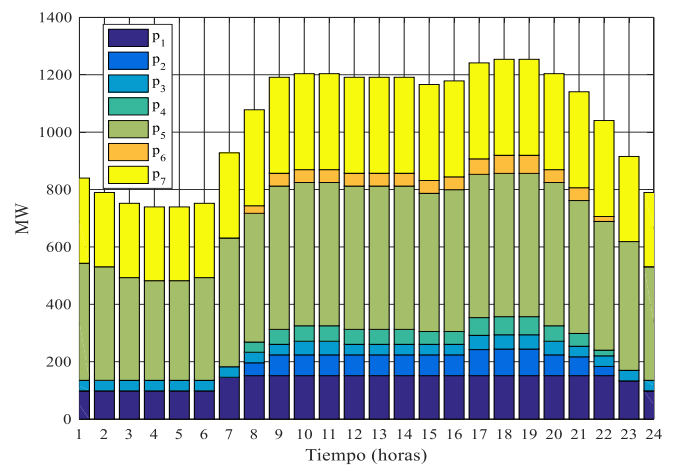


Fig. 9. Potencias óptimas de generación Modelo 3: Caso 2.

Comparativamente con el Caso 1, en este caso, en general, para los tres Modelos se obtiene niveles de despacho ligeramente superiores, lo cual, se advierte al revisar las figuras correspondientes, ya que se considera las pérdidas por transmisión.

La figura 10 muestra gráficamente en forma horaria, las pérdidas por transmisión para los tres modelos. Se puede observar un patrón de comportamiento similar para los tres modelos. Las mayores pérdidas se registran de las 8 a las 14 horas y de las 16 a las 20 horas, siendo mayores en este último periodo (donde ocurre la demanda máxima del sistema). El Modelo 1 presenta 4.81% menos pérdidas que el Modelo 3 y 3.7% menos que el Modelo 2. Análogamente, el Modelo 2 reporta 1.16% menos pérdidas que el Modelo 3.

En la Tabla VII muestra los costos totales de producción de los tres modelos del Caso 2 y se observa que el menor costo es obtenido al aplicar el Modelo 3, con una diferencia de 4.68% con respecto al Modelo 1 que es de mayor costo. Comparando costos de producción, modelo a modelo entre los casos 1 y 2, se observa que este caso presenta un incremento atribuible a las pérdidas por transmisión.

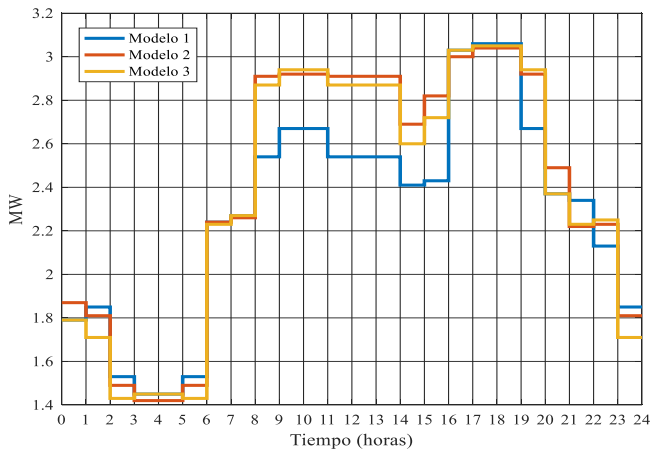


Fig. 10. Pérdidas horarias por transmisión: Caso 2.

C. Caso 3

Ahora, la capacidad de los elementos de trasmisión es considerada. En este caso, el límite de trasmisión de la línea que conecta los nodos 8 y 9 es de 150 MW. La AU obtenida considerando la restricción activa en línea de transmisión y las pérdidas por trasmisión se muestra en la tabla V. Es claro que dicha AU de los tres modelos es muy similar con la diferencia en los estados de las Unidades 2 y 4 durante las horas 22 y 23. Para el Modelo 1, las Unidades 2 y 4 están encendidas, la Unidad 4 cambia su estado de operación de encendida a apagada, en el Modelo 3 ambas Unidades están en estado de apagadas.

TABLA V
ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN: CASO 3

Unidad	Hora																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Modelo 1																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 2																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 3																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Comparando con los Casos 1 y 2, el hecho de incluir las restricciones de capacidad de trasmisión obliga a modificar el esquema de asignación de unidades, dado que ahora se requiere encender adicionalmente la Unidad 6 durante la hora 1, (que aunque no oferta segmentos más económicos, es la que presenta

un menor costo de arranque) para compensar la reducción en generación de la Unidad 5. El apagado anticipado de la Unidad 4 (hora 22) se justifica al ser la de menor costo de apagado.

Las figuras 11-13 muestran gráficamente las potencias óptimas de generación horaria de cada unidad.

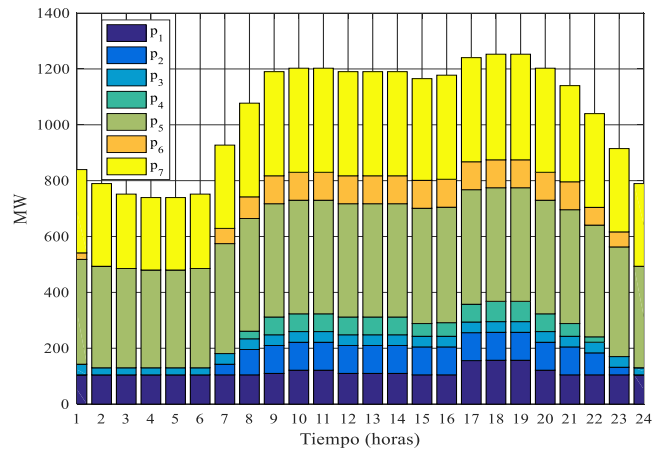


Fig. 11. Potencias óptimas de generación Modelo 1: Caso 3.

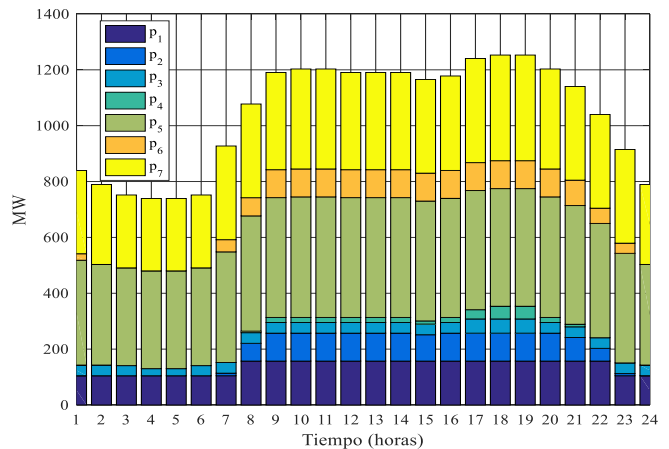


Fig. 12. Potencias óptimas de generación Modelo 2: Caso 3.

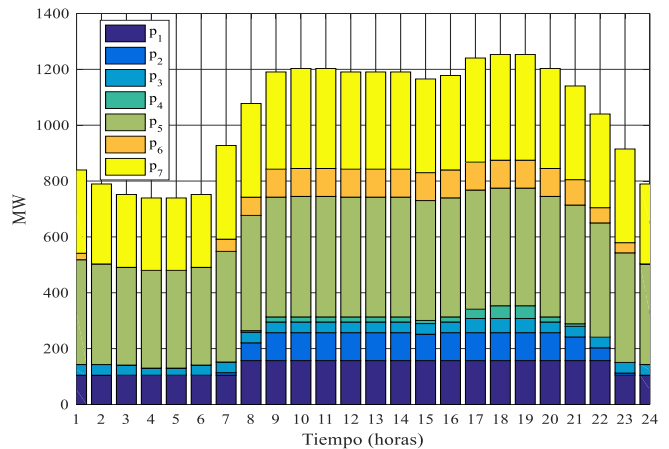


Fig. 13. Potencias óptimas de generación Modelo 3: Caso 3.

Comparando con el Caso 1, en el Caso 3 para el Modelo 1 se aprecia el efecto de la congestión, denotando una variación importante en la potencia despachada por las Unidades 1 y 5

compensada por variaciones en la generación de la Unidad 6. Para el Modelo 2 las variaciones se presentan en las Unidades 2, 4 y 6, siendo compensadas por la Unidad 5. La compensación en la variación de potencia para las Unidades 2, 4 y 6 es compensada por la Unidad 3 en el Modelo 3.

A diferencia del Caso 2, para el Modelo 1, en este Caso 3, las Unidades 1 y 2 modifican su nivel de generación, siendo compensadas por cambios en la Unidad 4, principalmente. En el Modelo 2, las Unidades 4 y 6 incrementan su entrega, obligando a la Unidad 5 a reducir su generación. Para el Modelo 3, reducen generación las Unidades 4 y 5, permitiendo que la Unidad 6 suministre mayor potencia a la red.

Las pérdidas horarias para cada modelo se muestran en la figura 14. El Modelo 1 presenta un 7.67 % menos pérdidas que el Modelo 3 y 7.8% menos pérdidas que el Modelo 2. A causa de operar la línea 8-9 a su máxima capacidad todos los periodos, excepto para las horas 4 y 5, con la aplicación de los Modelos 2 y 3, y debido al reacomodo de flujos, las pérdidas se elevan durante la hora 8 y hasta la hora 21.

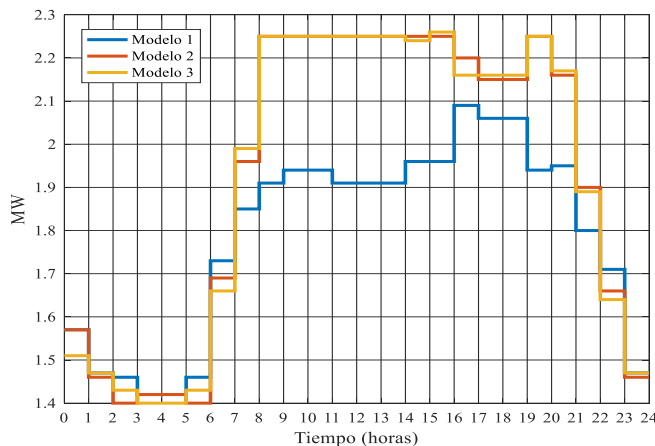


Fig. 14. Pérdidas horarias por transmisión: Caso 3.

Remitiendo a la Tabla VII se encuentran los costos de producción para el Caso 3, donde el Modelo 3 reporta un costo 4.51% menor que el Modelo 1 y 4.37% menor que el Modelo 2. La diferencia entre los modelos 2 y 3 es del 0.15%.

D. Caso 4

Cumpliendo con los lineamientos básicos para conformar las Ofertas de Venta, es posible una linealización de las curvas de costo cuadráticas con una distribución no uniforme, que es una alternativa no restringida en las reglas establecidas para el MEM en México y representa una posibilidad para las unidades generadoras. En este caso se explora el efecto de considerar una distribución no uniforme en los bloques de las Ofertas de Venta. El primer bloque corresponde al 35% de la capacidad máxima de las unidades, el segundo bloque al 20% y los nueve restantes al 45%, cada uno con un 5%. Se considera pérdidas por trasmisión y restricciones de capacidad en la red de transmisión.

La AU óptima para este caso se muestra en la Tabla VI. La forma de segmentar la capacidad de las unidades hace que en los tres modelos se produzca una reasignación, con respecto a los casos previamente presentados. Bajo esta condición de Ofertas de Venta, cada modelo presenta una AU diferente. Por

ejemplo, en el Modelo 1, la Unidad 1 está apagada durante las primeras 6 horas, lo cual, no sucede en los modelos 2 y 3; por su parte la Unidad 2 se encuentra encendida las 24 horas en el Modelo 1, mientras que, para el Modelo 2, opera la primera hora y se apaga durante las horas 2-5; para el Modelo 3, se encuentra en estado de apagada las primeras 6 horas.

TABLE VI
ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN: CASO 4

Unidad	Hora																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Modelo 1																									
1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 2																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Modelo 3																									
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Para cada modelo, las potencias óptimas de generación se muestran gráficamente en las figuras 15-17.

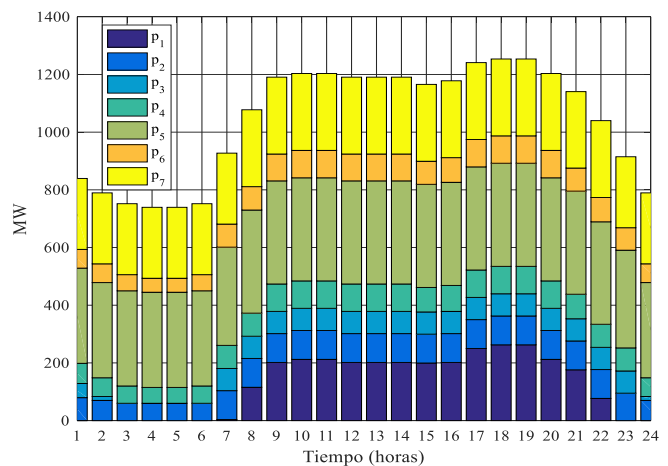


Fig. 15. Potencias óptimas de generación Modelo 1: Caso 4.

Con el Modelo 1 se atiende la demanda con las Unidades 2, 4,5, 6 y 7 durante las horas 3-6, dado que ofertan con primer segmento más económico y mayor en capacidad. Ello desplaza la generación de las Unidades 1 y 3 para tal periodo. Para el Modelo 2 (figura 16), se observa una distribución más equitativa de la demanda entre las tres unidades de menor costo (1, 5 y 7). Se observa particularmente la aplicación del Modelo

3 (figura 17), donde la generación de la Unidad 1 prácticamente es constante durante las 24 horas dado que presenta bloques de potencia de menor costo.

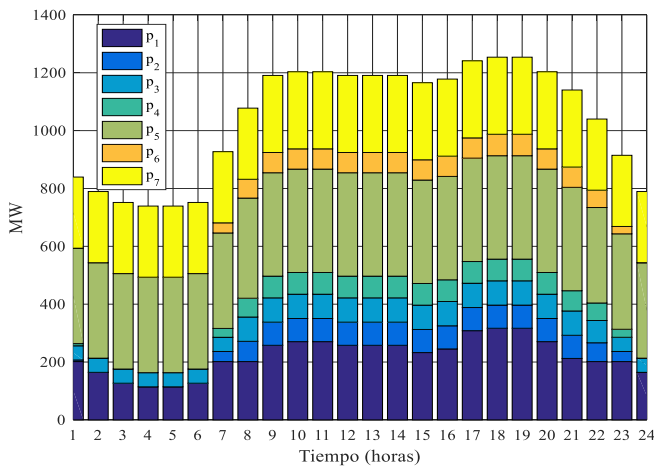


Fig. 16. Potencias óptimas de generación Modelo 2: Caso 4.

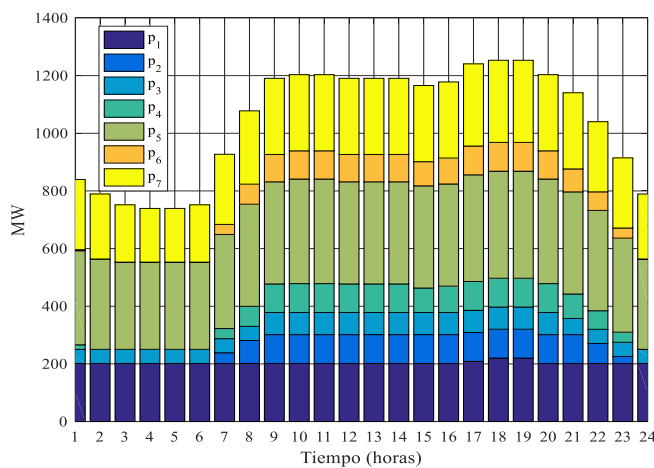


Fig. 17. Potencias óptimas de generación Modelo 3: Caso 4.

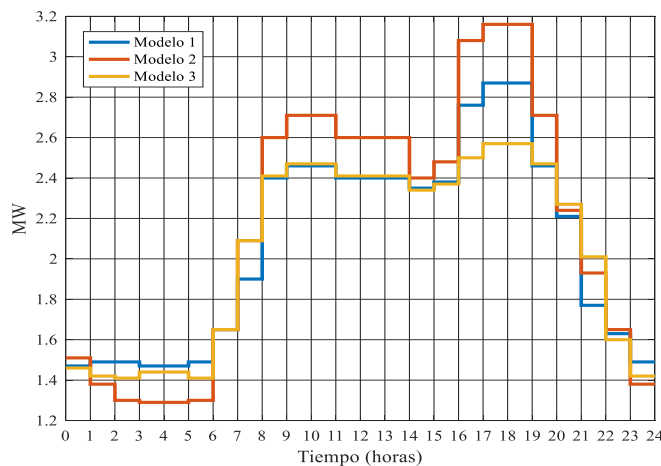


Fig. 18. Pérdidas horarias por transmisión: Caso 4.

De la figura 18 las pérdidas sobresalen de los demás casos desde la hora 8 y hasta la hora 20 (figura 17). Son más altas con el Modelo 2, seguidas por el Modelo 1. Con el Modelo 3 se observa las menores pérdidas.

En la Tabla VII se presentan los costos totales de producción utilizando cada modelo analizado en el Caso 4, donde al observar los resultados del Modelo 1, se aprecia un mayor costo, mientras que con el Modelo 3 resultan los costos menores: el Modelo 1 supera en \$137,484 y \$190,334 a los Modelos 2 y 3, respectivamente. En la misma tabla se comparan de forma resumida los resultados de los 4 casos de estudios: Para los tres primeros casos, al linealizar la curva de costos en segmentos equidistantes, excepto para el primer segmento del Modelo 2, los costos resultantes de la utilización de los modelos son similares, pero con un incremento entre ellos. Ello se debe, primero, al efecto de las pérdidas y, posteriormente, por el efecto simultaneo de pérdidas y congestamiento en la red.

Modelo	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
1	814,995.70	817,295.90	820,168.30	925,859.00
2	779,620.00	781,942.90	784,297.10	788,375.40
3	778,370.40	780,714.20	783,143.80	735,525.20

En los tres primeros casos, con el Modelo 3 se obtiene los menores costos, seguido por el Modelo 2. Con el Modelo 1 se presenta la solución con mayores costos de producción.

Comparando el Caso 3 con el Caso 4 se observa que los modelos 1 y 2 presentan un incremento, pero es el Modelo 1 el que presenta un mayor incremento en costos, \$105,691 lo que representa un 12.88% de incremento. El Modelo 2 tiene un ligero incremento del 0.52%. Sin embargo, el Modelo 3 presenta un decremento de \$47,619 y, de hecho, en todos los casos determina la mayor eficiencia global del mercado al presentar los costos menores.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo, se presentó un análisis comparativo del efecto en la asignación de unidades, de aproximar la curva cuadrática de Ofertas de Venta de unidades generadoras, mediante métodos PWL y atendiendo a la metodología establecida por la SENER para el MEM de México. De los resultados obtenidos, se observó que los modelos PWL ensayados presentan menores costos en los casos analizados con respecto al modelo propuesto por la SENER. Habiéndose ensayado el cálculo de diferentes esquemas de linealización basados en los bloques establecidos por la autoridad, se concluye que con el Modelo 3 se reporta el menor costo de producción en todos los casos y, por tanto, el que determina la mayor eficiencia global del mercado. En consecuencia, el diseño de la estructura del MDA debió contar con reglas más específicas sobre la cantidad y tamaño de los bloques y la metodología que resultara con una mejor eficiencia global del mercado.

AGRADECIMIENTOS

Luis Marcos Cisneros Alejandro agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, CONACyT, por el apoyo económico recibido para la realización de sus estudios de Maestría.

REFERENCIAS

- [1] L. Gong, J. Shi, and X. Qu, "Modeling methods for GenCo bidding strategy optimization in the liberalized electricity spot market—A state-of-the-art review", *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 4686-4700, Aug. 2011.
- [2] R. H. Kwon, and D. Frances, "Optimization-based bidding in day-ahead electricity auction markets: A review of models for power producers", In *Handbook of Networks in Power Systems I*, Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [3] D. S. Kirschen, and G. Strbac, "*Fundamentals of Power System Economics*", John Wiley & Sons, 2004.
- [4] T. J. Overbye, J. D. Weber, K. J. Patten, "Analysis and visualization of market power in electric power systems", in *Proc. 32nd Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS-32)*, Maui, HI, USA, Jan. 1999.
- [5] Diario Oficial de la Federación, Reforma Energética, 20 de diciembre de 2013. [En línea]. Disponible: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
- [6] Diario Oficial de la Federación, Ley de la Industria Eléctrica, 5 de agosto de 2014. [En línea]. Disponible: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014, D. O. F. 11 de agosto de 2014
- [7] Diario Oficial de la Federación, Bases del Mercado Eléctrico, 8 de septiembre de 2015. [En línea]. Disponible: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015
- [8] Diario Oficial de la Federación, Términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos, 5 de enero de 2017. [En línea]. Disponible: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468642&fecha=05/01/2017&print=true
- [9] Diario Oficial de la Federación, Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, [En línea]. Disponible: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n463.pdf>
- [10] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, "A Mixed-Integer Linear Programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1125-1133, May 2012.
- [11] F. Zhang, Z. Hu, Y. Song, "Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 8, pp. 919-928, Aug. 2013.
- [12] L. M. Cisneros, G. Gutierrez, "Comparison of methods for calculating generation offers in the Mexican wholesale electricity market", in *Proc. 2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Nov. 2017.
- [13] L. M. Cisneros, G. Gutierrez, "Analysis of security constrained unit commitment using three models of electricity generation cost linearization", in *Proc. 2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, College Station, TX, USA. Feb. 2018.
- [14] J. L. Ceciliano, R. Navarro, R. Nieva, "El Modelo de asignación de unidades del mercado de día en adelante", *Boletín IIE*, 2016. [En línea]. Disponible: <http://repositorio.ineel.mx/jspui/handle/123456789/103>
- [15] J. M. Arroyo, A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 1098-1104, Aug. 2000.
- [16] Power Systems Test Case Archive, 57 Bus Power Flow Test Case [En línea]. Disponible: https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf57/pg_tca57bus.htm
- [17] ILOG CPLEX, ILOG CPLEX [En línea]. Disponible: <http://www.ilog.com>
- [18] GUROBI [En línea]. Disponible: <http://www.gurobi.com/>
- [19] C. Grigg et al., "The IEEE Reliability Test System 1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.



Luis M. Cisneros Alejandro realizó sus estudios de licenciatura y maestría en el Instituto Tecnológico de Morelia (ITM), obteniendo el grado de Ingeniero Electricista en 1999 y el de Maestro en Ciencias en 2018.



G. Gutiérrez Alcaraz (M'04, SM'11) es miembro del Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia (PGIIE-ITM) desde 1996. Sus principales áreas de interés son la operación y control de los sistemas eléctricos y mercados de electricidad.



José Horacio Tovar Hernández realizó sus estudios de licenciatura en el ITM, de Maestría y Doctorado en la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional (SEPI-ESIME-IPN), obteniendo el grado de Ingeniero en 1984, de Maestro en Ciencias en 1989 y de Doctor en 1995. Actualmente, es profesor del PGIIE-ITM.