

Stochastic Preventive Security-Constrained Economic Dispatch

J. Mariano Paniagua-Contreras, G. Gutierrez, *Senior Member, IEEE*, J. H. Tovar Hernandez, *Senior Member, IEEE*, Victor H. Hinojosa, *Member, IEEE*

Abstract—In electrical power systems, the natural load randomness requires modeling the uncertainty adequately for determining optimal operation decisions. Besides security system actions and reserve management, stochastic approaches to solve operation problems have been widely considered as an approximation for mitigating demand fluctuations and renewable energy variability. This study proposes a scenario-based Stochastic Preventive Security-Constrained Economic Dispatch formulation using power transfer distribution factors to model the transmission network considering $N-k$ line outages and transmission losses. Extensive computational simulations have been conducted with different electrical power systems to demonstrate improvements in the power system operation obtained by the proposed stochastic formulation.

Index Terms—Economic dispatch, optimal power flow, stochastic programming, power transfer distribution factors.

I. INTRODUCTION

La naturaleza variable de la demanda eléctrica es una de las fuentes de incertidumbre en la operación de sistemas eléctricos de potencia (SEP). El nivel de incertidumbre considerado a través de dicho comportamiento introduce un nuevo problema en la operación técnica y económica de corto plazo del SEP. El error del pronóstico de la demanda en sistemas modernos es del 1% al 3% [1]; sin embargo, el error en la estimación de la demanda puede ser considerable para SEPs de gran envergadura.

Operadores de SEPs utilizan como herramienta fundamental para el análisis de la operación el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (Security Constrained Economic Dispatch – SCED), el cual, también es conocido como Flujo Óptimo de Potencia (Optimal Power Flow – OPF). El modelo OPF con Restricciones de Seguridad (Security Constrained Optimal Power Flow – SCOPF) incluye en la formulación matemática restricciones para las contingencias asociadas a fallas en el sistema de transmisión [2].

Este estudio se enfoca en el SCOPF [3], el cual, minimiza el costo de operación del sistema para los requerimientos de demanda, asegurando que la capacidad de los elementos de transmisión no sea violada durante contingencias [4]. El SCOPF ha sido desarrollado a través de las formulaciones preventiva y correctiva [5]. El modelo preventivo del OPF (Preventive Optimal Power Flow - POPF) determina una consigna de generación para las unidades tal que ante la ocurrencia de una perturbación la redistribución de los flujos en el sistema de transmisión no ocasiona ninguna sobrecarga en líneas y transformadores, por lo que el Operador del Sistema (System Operator –SO) no requiere de acciones de redespacho en el estado post-contingencia [6]. Por el contrario, el modelo correctivo del OPF (Corrective Optimal Power Flow - COPF) permite al SO ajustar las variables de control (generación) para que no ocurra ninguna sobrecarga en la condición de post-contingencia ante la salida de un elemento de transmisión [7]. En [7], también, se presenta una formulación para resolver el POPF con restricciones de seguridad de manera preventiva, utilizando factores lineales de sensibilidad para el modelado de la red de transmisión.

A pesar de que cualquier nivel de seguridad de un sistema se puede alcanzar con la reserva suficiente, no es económicamente viable mantener una gran cantidad de reserva para el sistema. Asimismo, el no considerar la existencia de parámetros variables como la demanda, que además cuentan con una naturaleza aleatoria, incluyendo la generación renovable (solar, viento e hidroeléctrica de pequeña escala), puede comprometer la eficiencia de la optimización de los costos de producción y, fundamentalmente, la operación económica y segura del sistema, tanto en condiciones normales como ante la ocurrencia de distintas perturbaciones [8][9].

Sobre la base de estas consideraciones técnicas y económicas, se ha incrementado el interés por el uso de programación estocástica [11] en la resolución de problemas de operación [12]. Como se explica en [13], existen dos acercamientos ampliamente estudiados para la inclusión de incertidumbre en el problema de optimización: 1) la modelación de la incertidumbre basada en escenarios y 2) la inclusión de la incertidumbre utilizando intervalos de optimización. Es importante también notar que el problema estocástico del OPF (Stochastic Optimal Power Flow – SOPF) presenta una alta demanda computacional en comparación con su contraparte determinística, especialmente cuando dicho problema tiene una formulación multi-periodo, es decir, se incluyen restricciones temporales tales como rampas de

J. M. Paniagua Contreras, G. Gutiérrez Alcaraz y J. Horacio Tovar Hernández están con el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Tecnológico Nacional de México/I.T. Morelia, Morelia, Mich., México. E-mail: M14121316@morelia.tecnm.mx, guillermo.ga@morelia.tecnm.mx, jose.th@morelia.tecnm.mx.

V. Hinojosa está con la Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, victor.hinojosa@usm.cl.

generación [14], y se resuelven sistemas de mediana y gran escala. Un método para la reducción del costo computacional del SOPF se presenta en [15]. Se utiliza un algoritmo iterativo para reducir el costo computacional del OPF multi-periodo y se incluye sistemas de almacenamiento de energía. Dicha investigación muestra una mejora en el cálculo de los costos de operación del sistema de entre el 25% y 81%, mientras que requiere un incremento de entre 12% y 41% de tiempo de solución del SOPF.

En la literatura técnica pocos estudios han desarrollado formulaciones matemáticas que logren incorporar en el modelo de manera adecuada y detallada la incertidumbre de las variables de entrada. Esto, debido a la complejidad computacional y, principalmente, por el crecimiento exponencial de variables (NP-Hard) cuando se resuelven sistemas de gran escala. [10] y [16] presentan modelos de programación estocástica aplicados a problemas de planificación y operación de SEP. Mientras que [10] hace uso de factores de sensibilidad con el propósito de reducir el número de variables involucradas en el problema de planeación, [16] presenta una implementación estocástica para resolver el despacho económico en tiempo real incorporando modelos de reconfiguración de red correctiva. A pesar de que ambos estudios pueden tomarse como base para la revisión a detalle del modelo estocástico, ninguno de ellos ha modelado explícitamente las pérdidas en elementos de transmisión, y tampoco ha incorporado un criterio preventivo para resolver el problema de seguridad (security-constrained).

Un modelo estocástico de flujos óptimos de potencia con restricciones de seguridad (Stochastic Security Constrained Optimal Power Flow - SSCOPF) es propuesto en [17], el cual, calcula la probabilidad de salida de elementos de transmisión debido a contingencias. Un nuevo PSCOPF que considera la incertidumbre de las inyecciones de energía, incluyendo fuentes de energía renovable (RES), demanda y probabilidad de contingencia es propuesto en [18]. Una metodología para el redespacho preventivo de potencia asegurando un nivel de seguridad $N-1$ en el sistema ante un alto grado de incertidumbre se propone en [19].

En todas las formulaciones descritas anteriormente no se han incluido $N-k$ líneas en contingencia ni pérdidas Joule de las líneas de transmisión en el modelamiento del problema estocástico. Este estudio incorpora estos aspectos técnicos con el propósito de garantizar la operación del SEP de manera que el sistema abastezca la demanda de todos los clientes de forma económica y segura ante la ocurrencia de fallas en el sistema de transmisión. La formulación es desarrollada utilizando los factores de distribución de transferencia de potencia (Power Transfer Distribution Factors – PTDF) para la representación de la red de transmisión en el problema multi-periodo Estocástico Preventivo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (Stochastic Preventive Security Constrained Economic Dispatch – SPSCED) considerando $N-k$ líneas en contingencia. Nótese que esta formulación no incorpora como variables los ángulos de las tensiones de barra del SEP (formulación DC clásica).

El resto del artículo está estructurado de la siguiente manera:

En la sección II se describe el modelo propuesto de SPSCED. En la sección III se presentan en detalle dos casos de estudio, en los sistemas de prueba de 5 nodos de PJM y 300 nodos del IEEE. Finalmente, en la sección IV se muestran las conclusiones de este trabajo.

II. MODELO MATEMÁTICO DEL SPSCED

Esta sección describe brevemente el proceso utilizado para la selección de las k contingencias. Posteriormente, se presenta en detalle la formulación propuesta del SPSCED. Finalmente, se presenta la metodología de solución.

A. Selección de Contingencias

La selección de contingencia consiste en evaluar todos los estados operativos resultado de la salida imprevista de una línea de transmisión. Por lo general, sólo se incluye un conjunto específico de contingencias de elementos de transmisión debido a que, únicamente un subconjunto específico de contingencias creíbles eventualmente estará activo en la solución óptima [20]. Mediante un filtrado de contingencias se determina la contingencia que presenta mayor sobrecarga en parte del sistema de transmisión, la cual, es seleccionada como la contingencia más severa. Un proceso de filtrado de contingencias permite establecer el conjunto mínimo de restricciones de contingencia que limitan la región factible del problema reduciendo la carga computacional en términos de memoria. De igual manera, los operadores del sistema pueden seleccionar un conjunto diferente de contingencias dada su experiencia y conocimiento del SEP [21].

Un problema de flujos óptimos se resuelve utilizando los datos de generación de energía y las restricciones de la red de transmisión para el escenario de demanda máxima a fin de conocer el estado operativo del sistema. Se considera que, si el sistema puede soportar una contingencia de línea para el escenario de demanda máxima, lo más probable es que pueda hacer frente a las contingencias de línea en escenarios de menor demanda. Sobre la base de un análisis preventivo, tanto los datos operativos como los niveles de generación no cambian cuando se simulan las contingencias de diferentes líneas. La nueva condición operativa de post-contingencia se estima mediante el uso de los factores de distribución de pérdida de transmisión (LODF – Line Outage Distribution Factors) [22]. Estos factores muestran el cambio de los flujos en elementos de transmisión debido a los cambios ante la pérdida de una línea. La contingencia que presenta la mayor sobrecarga en alguna línea de transmisión es seleccionada como la más severa. Bajo este nuevo estado operativo se evalúa la salida de cada elemento de transmisión y se selecciona la contingencia más severa. Este proceso iterativo entrega una lista de $N-k$ contingencias que serán utilizadas en la formulación del problema estocástico. Es importante mencionar que el análisis de operación en islas no se considera en este trabajo.

B. Modelo Matemático de SPSCED

El problema del SPSCED considerando pérdidas por transmisión es formulado como un problema de programación lineal para s posibles escenarios de ocurrencia, basado en la

minimización del valor esperado de los costos de operación y energía no suministrada [23]. La formulación matemática del problema, en el periodo t , se muestra a continuación:

$$\text{Min} \sum_{s \in S} \omega_s \sum_{i \in Ng} \left(\alpha_i + \sum_{g \in Lg} \xi_{g,i} \Delta P_{g,i,s} \right) + \sum_{j \in Nb} c_j^{ENS} ENS_{j,s} \quad (1)$$

$$\sum_{i \in Ng} P_{g_{i,s}} + \sum_{j \in Nb} ENS_{j,s} = \sum_{j \in Nb} P_{d_{j,s}} + \sum_{m \in Nlc} P_{m,s}^{loss,N-k} \quad (2)$$

$$\sum_{i \in Ng} P_{g_{i,s}} \geq \sum_{j \in Nb} P_{d_{j,s}} + R \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} R_{g_{i,s}}^{Up} \geq R_{req}^{Up} \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} R_{g_{i,s}}^{Down} \geq R_{req}^{Down} \quad (5)$$

$$P_{g_{i,s}} = \sum_{g \in Lg} \Delta P_{g_{g,i,s}} \quad (6)$$

$$0 \leq \Delta P_{g_{g,i,s}} \leq \frac{P_{g_i}^{Max}}{|Lg|} \quad (7)$$

$$R_{g_{i,s}}^{Up} \leq P_{g_i}^{Max} - P_{g_{i,s}} \quad (8)$$

$$R_{g_{i,s}}^{Down} \leq P_{g_{i,s}} - P_{g_i}^{Min} \quad (9)$$

$$P_{g_i}^{Min} \leq P_{g_{i,s}} \leq P_{g_i}^{Max} \quad (10)$$

$$P_{m,s}^{N-0} = \sum_{i \in Ng} PTDF_{m,i,s}^{N-0} (P_{g_{i,s}} - P_{d_{i,s}}) \quad (11)$$

$$P_{m,s}^{N-k} = \sum_{i \in Ng} PTDF_{m,i,s}^{N-k} (P_{g_{i,s}} - P_{d_{i,s}}) \quad (12)$$

$$-P_m^{Max,N-0} \leq P_{m,s}^{N-0} + P_{m,s}^{loss,N-0} \leq P_m^{Max,N-0} \quad (13)$$

$$-P_m^{Max,N-k} \leq P_{m,s}^{N-k} + P_{m,s}^{loss,N-k} \leq P_m^{Max,N-k} \quad (14)$$

$$P_{m,s}^{N-0} = P_{m,s}^{+,N-0} - P_{m,s}^{-,N-0} \quad (15)$$

$$\sum_{l \in Ls} \Delta P_{l,m,s}^{N-0} = P_{m,s}^{+,N-0} + P_{m,s}^{-,N-0} \quad (16)$$

$$0 \leq \Delta P_{l,m,s}^{N-0} \leq \frac{P_m^{Max,N-0}}{|Ls|} \quad (17)$$

$$P_{m,s}^{loss,N-0} = \left(G_m / B_m^2 \right) \sum_{l \in Ls} \zeta_{l,m}^{N-0} \Delta P_{l,m,s}^{N-0} \quad (18)$$

$$P_{m,s}^{+,N-0}, P_{m,s}^{-,N-0} \geq 0 \quad (19)$$

$$P_{m,s}^{N-k} = P_{m,s}^{+,N-k} - P_{m,s}^{-,N-k} \quad (20)$$

$$\sum_{l \in Ls} \Delta P_{l,m,s}^{N-k} = P_{m,s}^{+,N-k} + P_{m,s}^{-,N-k} \quad (21)$$

$$0 \leq \Delta P_{l,m,s}^{N-k} \leq \frac{P_m^{Max,N-k}}{|Ls|} \quad (22)$$

$$P_{m,s}^{loss,N-k} = \left(G_m / B_m^2 \right) \sum_{l \in Ls} \zeta_{l,m}^{N-k} \Delta P_{l,m,s}^{N-k} \quad (23)$$

$$P_{m,s}^{+,N-k}, P_{m,s}^{-,N-k} \geq 0 \quad (24)$$

donde ω_s es la probabilidad de ocurrencia de cada escenario, α_i es el coeficiente fijo del costo de producción de la unidad generadora i , $\xi_{g,i}$ es la pendiente de la sección lineal g de la unidad generadora i para el modelado de los costos de generación, c_j^{ENS} es el costo de energía no suministrada en el nodo j , $ENS_{j,s}$ es la energía no servida en el nodo j para el escenario s , $P_{g_{i,s}}$ es la potencia generada por la unidad i en el escenario s , $P_{d_{j,s}}$ es la demanda eléctrica en el nodo j para el escenario s , R es la reserva considerada para el sistema, $R_{g_{i,s}}^{Up}$ y $R_{g_{i,s}}^{Down}$ son las reservas de potencia arriba y debajo del generador i durante el escenario s , respectivamente. R_{req}^{Up} y R_{req}^{Down} son los requerimientos de reserva de subida y de bajada del sistema, respectivamente. $\Delta P_{g_{g,i,s}}$ es la sección lineal g de la curva linealizada de generación para la unidad i en el escenario s , Lg es el número de segmentos de linealización utilizados en la aproximación de los costos de producción, $\zeta_{l,m}^{N-0}$ y $\zeta_{l,m}^{N-k}$ son las pendientes de la sección lineal l de la línea m para el modelado de las pérdidas en el estado de pre- y post-contingencia, respectivamente. $\Delta P_{l,m}^{N-0}$ y $\Delta P_{l,m}^{N-k}$ son el flujo de potencia de la sección lineal l de la línea m en el estado de pre- y post-contingencia, respectivamente. B_m es la susceptancia de la línea m , G_m es la conductancia de la línea m , Ls es el número de segmentos de linealización utilizados en la aproximación de las pérdidas de transmisión, Nb es el número de nodos, Ng es el número de generadores, P_m^{N-0} y P_m^{N-k} son flujos de potencia activa a través de la línea m en el estado de pre- y post-contingencia, respectivamente. $P_m^{+,N-0}$ y $P_m^{-,N-0}$ son variables no negativas que indican la dirección del flujo de potencia a través de la línea m en el estado de pre-contingencia, $P_m^{+,N-k}$ y $P_m^{-,N-k}$ son variables no negativas que indican la dirección del flujo de potencia a través de la línea m en el estado de post-contingencia, $P_{g_i}^{Max}$, $P_{g_i}^{Min}$ son los límites operativos del generador i , $P_m^{loss,N-0}$, $P_m^{loss,N-k}$ son las pérdidas por transmisión de la línea m para el análisis del sistema en el estado de pre- y post-contingencia, respectivamente. Los factores $PTDF_{m,i}^{N-0}$, $PTDF_{m,i}^{N-k}$ son el elemento de la fila m , columna i de la matriz de los factores de distribución de transferencia de potencia en el estado de pre- y post-contingencia, respectivamente. $P_m^{Max,N-0}$, $P_m^{Max,N-k}$ son el flujo máximo de potencia activa a través de la línea m en el estado de pre- y post-contingencia, respectivamente.

La función objetivo (1) minimiza la suma de los costos esperados de generación, y los costos por energía no suministrada. La restricción (2) representa el balance global del sistema. El equilibrio del sistema se presenta cuando la potencia generada es igual a la potencia demandada más las pérdidas en líneas de transmisión. Para nuestra propuesta, se incluye únicamente las pérdidas de post-contingencia, como se muestra en [24]. La restricción (3) representa la reserva rodante del sistema. En el modelo propuesto se considera que los

generadores deben tener la capacidad, en cada período, de aumentar/disminuir su generación en el caso que el sistema requiera de dicha reserva. Las restricciones (4)-(5) definen que la sumatoria de reserva de todas las unidades en el sistema debe ser mayor o igual al requerimiento de reserva arriba y abajo, respectivamente. Las restricciones (6)-(7) indican la linealización de la curva de generación, la cual, es dividida en g secciones lineales. La ecuación (8) calcula la reserva arriba de la unidad de generación, restringiéndose el incremento de potencia suministrada por el generador, de manera que exista un margen entre la potencia entregada y la potencia máxima de la unidad. La reserva abajo de la unidad i debe ser menor o igual a la potencia actual menos la potencia mínima de salida (9), permitiendo a la unidad tener un margen de disminución de potencia. La restricción (10) representa los límites operativos de los generadores del sistema. Las restricciones (11)-(12) representan el flujo de potencia, de pre- y post-contingencia. Las restricciones (13)-(14) establecen los límites de transmisión en pre- y post-contingencia, incluyendo las pérdidas por transmisión. El conjunto de restricciones (15)-(19) y (20)-(24) son las ecuaciones del modelado de las pérdidas de transmisión en pre- y post-contingencia, respectivamente.

Las variables de decisión en este problema son: potencias de generación, reserva operativa arriba y abajo en generadores, flujos de potencia en líneas de transmisión, variables que representan el flujo positivo y negativo en las líneas, cada segmento de linealización de pérdidas de potencia activa y variables de flujo de secciones lineales para cada escenario.

C. Metodología de Solución al SPSCED

La Fig. 1 muestra el diagrama de flujo de la formulación al SPSCED para S escenarios de demanda y k contingencias por analizar.

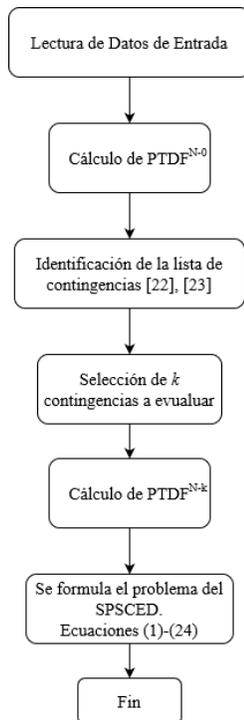


Fig. 1. Diagrama de Flujo para el problema del SPSCED.

La matriz de PTDFs de post-contingencias se obtiene haciendo el cálculo de los PTDFs omitiendo k elementos de transmisión en contingencia. Las restricciones de seguridad $N-k$ son incorporadas explícitamente mediante el uso de PTDFs [20][22]. Dada la consideración de k líneas de transmisión en contingencia el portafolio de generación satisface las restricciones de flujos de potencia tanto en pre- como en post-contingencia, de modo que no es necesario realizar acciones correctivas en caso de que las contingencias ocasionen sobrecargas en el SEP.

III. RESULTADOS

En esta sección, se presenta las simulaciones del SPSCED realizadas en dos sistemas: el sistema de 5 nodos de PJM y el sistema IEEE de 300 nodos. Se considera 20 escenarios, normalizados, basados en el comportamiento de carga total del Sistema Baja Sur de México [25]. Cada escenario tiene una probabilidad de ocurrencia = $1/S$. El número de segmentos para la linealización de la curva de costos de operación de las unidades, Lg , y para las pérdidas por transmisión, Ls , se establecieron en 12 y 8, respectivamente [26]. El requerimiento de reserva es de 0 MW con la finalidad de observar los cambios en la generación de cada unidad debido a la pérdida de k elementos de transmisión.

Las simulaciones se realizaron en una computadora personal (PC) con sistema operativo Windows® 10 Pro a 64 bits, con Intel® Core i7, 2.6 GHz, 8 GB de RAM y utilizando XPRESS 8.8 [27] en MATLAB®. MATLAB se utiliza para la manipulación de datos y el cálculo de la matriz de $PTDFs$.

La Fig. 2 muestra los escenarios horarios de carga que serán considerados en este estudio.

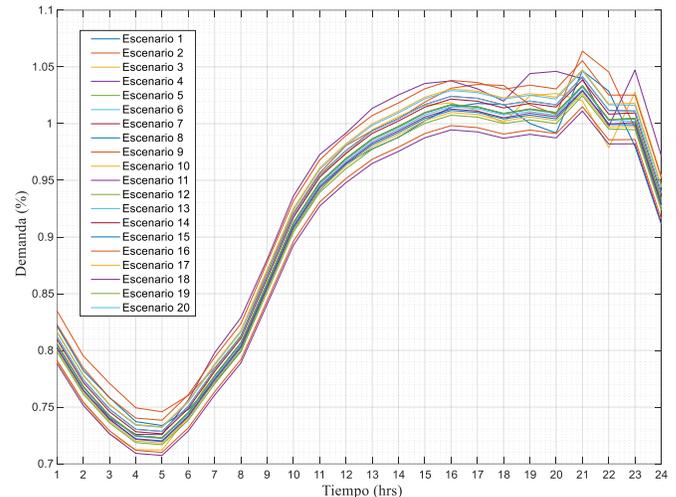


Fig. 2. Escenarios de Demanda.

A. Sistema de 5 Nodos de PJM

Primeramente, se considera el sistema de prueba de 5 nodos de PJM [28]. Este sistema tiene 5 unidades de generación y 6 líneas de transmisión. El límite máximo de transmisión en las líneas se considera de 1000 MW, excepto para aquellas que están definidos. El diagrama unifilar del sistema se muestra en la Fig. 3.

La contingencia más severa corresponde a la pérdida de la línea L2, la cual, presenta sobrecarga en la línea L3. Asimismo, cuando se considera dos contingencias simultaneas, $N-2$, el escenario más crítico de operación es la salida de las líneas L2 y L3, provocando sobrecarga en la línea L6. Cualquier contingencia de orden mayor a 2 genera islas eléctricas.

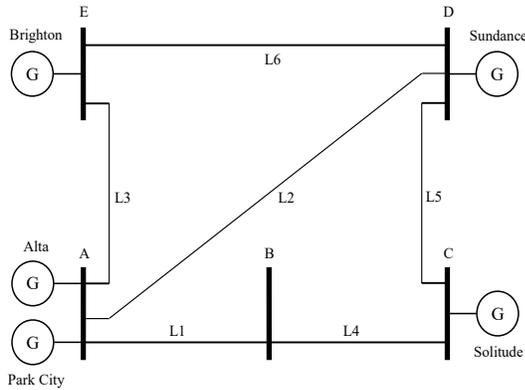


Fig. 3. Sistema de 5 nodos de PJM.

La Fig. 4. reporta las potencias óptimas de generación horarias por cada unidad para dos diferentes condiciones operativas: 1) sin contingencia con 1 escenario de demanda – análisis determinista y 2) con $k = 2$ contingencias con 20 escenarios de demanda.

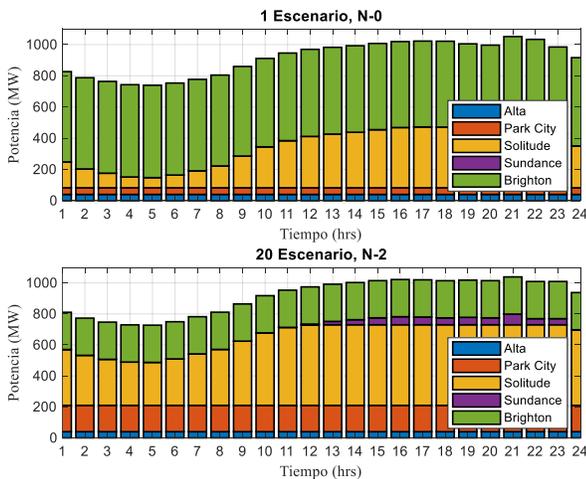


Fig. 4. Potencias óptimas de generación: Sistema de 5 nodos de PJM.

De la Fig. 4, se observa que las unidades Alta y Park City aportan siempre una potencia constante a lo largo de las 24 horas. El resto de las unidades, excepto Sundance, complementan el suministro de la demanda. Sin embargo, existe una diferente aportación de estas unidades cuando el sistema opera con doble contingencia simultánea con respecto al caso sin contingencia. Para el caso sin contingencia, la unidad Solitude es despachada y opera como unidad marginal. Ante la doble contingencia, la unidad Brighton disminuye su potencia de salida en todos los periodos, resultado de la limitante en

capacidad de transmisión, mientras que la unidad Sundance es despachada únicamente en los periodos 14 al 23. La unidad Solitude opera como marginal del sistema en los primeros 10 periodos y Sundance durante los periodos 14 a 23, ya que Solitude alcanza su límite máximo de generación. En el resto de periodos Brighton y Solitude son marginales. Las Tablas I y II presentan los costos totales de operación ($N-0$, $N-1$, $N-2$) y el costo de seguridad ($N-1 - N-2$) y ($N-2 - N-0$), es decir, el incremento del costo total de operación ante la presencia de contingencias sin pérdidas y con la presencia de éstas, respectivamente.

TABLA I
COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN (\$): SISTEMA DE 5 NODOS DE PJM SIN PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN

S	N-0	N-1	N-1-N-0	N-2	N-2-N-1
1	390,402	491,816	101,414	512,214	20,398
3	394,651	496,221	101,570	516,945	20,724
5	395,961	497,574	101,613	518,455	20,881
10	394,752	496,332	101,580	517,149	20,817
15	392,741	494,278	101,537	514,997	20,719
20	392,286	493,813	101,527	514,508	20,695

TABLA II
COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN (\$): SISTEMA DE 5 NODOS DE PJM CON PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN

S	N-0	N-1	N-1-N-0	N-2	N-2-N-1
1	392,467	493,234	100,767	515,036	21,802
3	396,711	497,628	100,917	519,783	22,155
5	398,020	498,979	100,959	521,307	22,328
10	396,813	497,739	100,926	519,994	22,255
15	394,805	495,687	100,882	517,836	22,149
20	394,350	495,222	100,872	517,346	22,124

Como se observa, a medida que el número de contingencias crece se incrementa el costo total de operación, debido al redespacho de las unidades en la nueva topología del sistema.

Los diferentes escenarios de demanda permiten modelar su incertidumbre, variabilidad y aleatoriedad natural. Esta consideración incrementa los costos totales de operación. El caso con 5 escenarios presenta el máximo costo operativo, sin y con pérdidas por transmisión, para $k=0, 1, 3$. Lo anterior, se debe a que el caso con 5 escenarios presenta la mayor desviación entre escenarios con respecto al resto de los casos. El máximo incremento del costo operativo se presenta en contingencia simple sin pérdidas, \$ 101,613, lo que representa un incremento del 25.66%. Se observa también, que la consideración de un mayor número de escenarios reduce los costos de operación. Sin embargo, estos nunca son menores al caso determinístico ($S=1$). Es importante mencionar que la solución óptima no reporta energía no suministrada.

Las pérdidas horarias del sistema para el caso con 1 y 20 escenarios son reportadas en la Fig. 5, donde se observa que las pérdidas con diferentes escenarios de demanda, pero con mismas contingencias, son muy similares. Por ejemplo, para el caso sin contingencias, pero con 1 y 20 escenarios, la diferencia de pérdidas horarias no es mayor al 1%. Sin embargo, ante contingencias, las pérdidas son diferentes, observándose las mayores pérdidas por transmisión cuando opera el sistema sin contingencias. Esto se debe a que los flujos se distribuyen entre todas las líneas de transmisión, incrementando con ello las

pérdidas totales por transmisión. El caso con doble contingencia presenta las menores pérdidas por transmisión; esto se debe, por un lado, a que permanecen menos líneas en operación y, por otro lado, a que resulta una reducción de generación económica distante, puesto que Brighton solo genera 240 MW debido a la restricción de la línea L6.

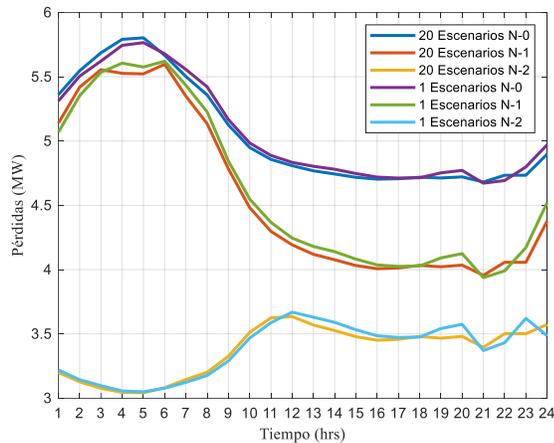


Fig. 5. Pérdidas horarias: Sistema de 5 nodos de PJM.

Las Tablas III y IV presentan el dimensionamiento del SPSCED para varios escenarios de demanda sin contingencias ($k = 0$), y sin y con pérdidas por transmisión, respectivamente. De la Tabla II, se observa que, mientras el número de escenarios crece, las restricciones (igualdad y desigualdad) y las variables de decisión aumentan en proporción lineal. Cuando no se consideran pérdidas, por cada escenario se tiene un incremento de 12 restricciones de igualdad, 37 restricciones de desigualdad y 75 variables de decisión.

TABLA III

DIMENSIONAMIENTO DEL SPSCED CON $K = 0$: SISTEMA DE 5 NODOS DE PJM SIN PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN

S	Restricciones de igualdad	Restricciones de desigualdad	Total de Restricciones	Total de Variables
1	12	37	49	75
3	36	111	147	225
5	60	185	245	375
10	120	370	490	750
15	180	555	735	1,125
20	240	740	980	1,500

TABLA IV

DIMENSIONAMIENTO DEL SPSCED CON $K = 0$: SISTEMA DE 5 NODOS DE PJM CON PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN

S	Restricciones de igualdad	Restricciones de desigualdad	Total de Restricciones	Total de Variables
1	24	37	61	135
3	72	111	183	405
5	120	185	305	675
10	240	370	610	1,350
15	360	555	915	2,025
20	480	740	1,220	2,700

La inclusión de pérdidas por transmisión causa un incremento adicional de L_s variables de decisión por cada línea del sistema en pre y post-contingencia, además de dos variables de decisión que determinan el sentido del flujo de potencia en ambas topologías. Asimismo, se introduce dos restricciones de igualdad por cada línea de transmisión.

B. Sistema IEEE de 300 nodos

El sistema IEEE de 300 nodos contiene 69 generadores, 60 transformadores con cambiador de derivación bajo carga (LTC), 304 líneas de transmisión y 195 cargas [29]. Los niveles de porcentaje de demanda horaria son los mismos que se usaron en el sistema de 5 nodos de PJM mostrados en la Fig. 2.

Las contingencias en líneas de transmisión a analizar se reportan en la Tabla V. Este ranking de contingencias fue obtenido utilizando la metodología presentada en la Sección II.

TABLA V

LISTA DE PRIORIDAD DE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS: SISTEMA DE 300 NODOS

k	Línea	Nodo de envío	Nodo de recepción
1	181	119	120
2	309	225	191
3	370	155	156
4	177	117	118
5	261	186	188

Las Tablas VI y VII muestran los costos totales de operación con los diferentes escenarios de demanda.

TABLA VI

COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN (\$) : SISTEMA IEEE DE 300 NODOS SIN PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN

S	N-0	N-1	N-2	N-3	N-4	N-5
1	12,751,670	12,771,841	12,804,523	12,804,847	12,857,756	12,864,621
3	12,839,076	12,860,220	12,894,164	12,894,515	12,950,713	12,957,562
5	12,866,326	12,887,813	12,922,122	12,922,480	12,979,773	12,986,591
10	12,841,728	12,862,963	12,896,914	12,897,259	12,952,904	12,959,761
15	12,801,095	12,821,979	12,855,449	12,855,783	12,909,984	12,916,849
20	12,791,874	12,812,671	12,846,019	12,846,349	12,900,094	12,906,968

TABLA VII

COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN (\$) : SISTEMA IEEE DE 300 NODOS CON PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN

S	N-0	N-1	N-2	N-3	N-4	N-5
1	13,114,830	13,183,158	13,236,940	13,252,447	13,406,004	13,418,936
3	13,207,392	13,279,176	13,335,789	13,351,332	13,512,358	13,525,386
5	13,236,342	13,309,309	13,366,967	13,382,527	13,546,156	13,559,227
10	13,210,329	13,282,281	13,338,914	13,354,473	13,516,243	13,529,319
15	13,167,540	13,238,179	13,293,613	13,309,138	13,468,096	13,481,062
20	13,157,815	13,228,128	13,283,226	13,298,746	13,457,060	13,470,009

De las Tablas anteriores, se nota que, a medida que el número de contingencias k aumenta, también, se incrementan los costos operativos. Lo anterior se debe a que, a mayor número de contingencias analizadas de manera preventiva, resulta una reasignación de unidades y despacho de generación con una red más estresada. Sin embargo, conforme el SEP es más robusto por adición de elementos de transmisión, unidades de generación, nodos, etc., los costos de seguridad son menores en presencia de más contingencias en transmisión. Se observa que, al igual del sistema de 5 nodos, el caso de 5 escenarios presenta los mayores costos de operación.

La incorporación de pérdidas al problema de SPSCED resulta en un incremento en el costo operativo, debido al aumento en los requerimientos de potencia. Además, disminuye la capacidad de transferencia de potencia de cada elemento de transmisión, puesto que los límites de transmisión de las líneas deben incluir sus pérdidas. La solución óptima para la operación de este sistema no incluye energía no suministrada.

La Fig. 6 reporta los costos de seguridad acumulados. Note que los costos de seguridad se incrementan conforme se incrementa el número de líneas en contingencia. También, se observa que el mayor incremento resulta cuando la línea que conecta los nodos 117-118, $k = 4$, sale de operación. Es importante mencionar que el máximo incremento en los costos de seguridad es de alrededor del 1.22%.

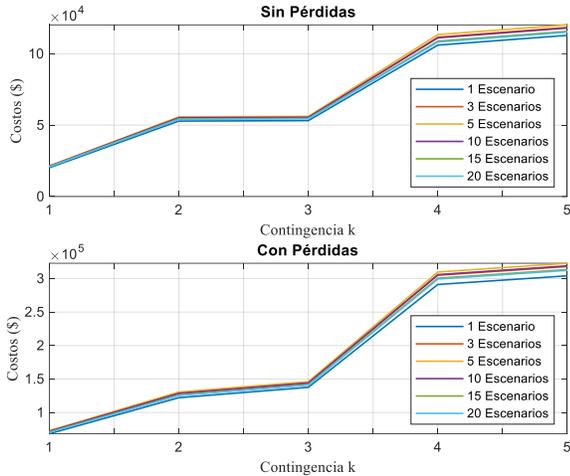


Fig. 6. Costos de seguridad acumulados: Sistema de 300 nodos.

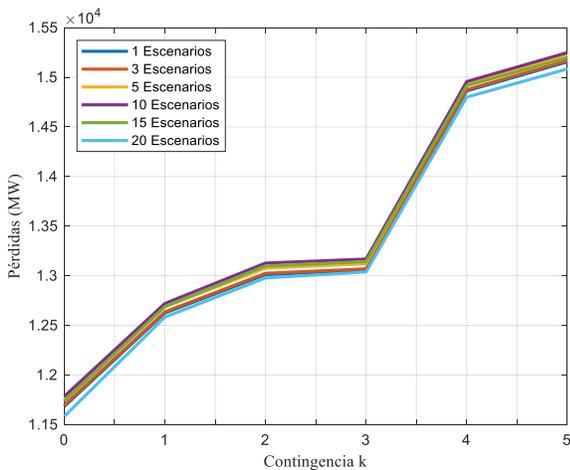


Fig. 7. Pérdidas totales esperadas: Sistema de 300 nodos.

La Fig. 7 muestra las pérdidas totales esperadas de transmisión, suma de pérdidas horarias, para las diferentes contingencias. Se observa claramente que las pérdidas se incrementan conforme se incrementa el número de líneas en contingencia.

Las Tablas VIII y IX muestran las dimensiones del problema sin y con pérdidas para diferentes valores de k .

TABLA VIII
DIMENSIÓN DEL SPSCED: SISTEMA DE 300 NODOS SIN PÉRDIDAS

S	Restricciones para $k=0$	Variables para $k=0$	Restricciones para $k=1$	Variables para $k=1$	Restricciones para $k=5$	Variables para $k=5$
1	1,327	1,035	2,236	1,035	2,224	1,035
3	3,981	3,105	6,708	3,105	6,672	3,105
5	6,635	5,175	11,180	5,175	11,120	5,175
10	13,270	10,350	22,360	10,350	22,240	10,350
15	19,905	15,525	33,540	15,525	33,360	15,525
20	26,540	20,700	44,720	20,700	44,480	20,700

TABLA IX
DIMENSIÓN DEL SPSCED: SISTEMA DE 300 NODOS CON PÉRDIDAS

S	Restricciones para $k=0$	Variables para $k=0$	Restricciones para $k=1$	Variables para $k=1$	Restricciones para $k=5$	Variables para $k=5$
1	1,935	4,075	3,450	4,681	3,430	4,673
3	5,805	12,225	10,350	14,043	10,290	14,019
5	9,675	20,375	17,250	23,405	17,150	23,365
10	19,350	40,750	34,500	46,810	34,300	46,730
15	29,025	61,125	51,750	70,215	51,450	70,095
20	38,700	81,500	69,000	93,620	68,600	93,460

El caso determinístico ($S=1$) sin líneas de transmisión en contingencia y sin pérdidas, tiene el menor número de variables de decisión y restricciones, ya que las restricciones de red en post-contingencia no se incluyen. Por otro lado, el caso con 20 escenarios y la salida de 1 elemento de transmisión presenta el mayor número de restricciones y variables de decisión, debido, en parte, a que la red en post-contingencia con menos elementos en contingencia presenta la mayor cantidad de restricciones y variables de decisión y, además, al número de escenarios. Lo anterior, implica solucionar un problema de optimización de mayor dimensión, lo que, a su vez, requiere de un tiempo mayor de procesamiento.

La Fig. 8 reporta los tiempos de procesamiento para las diferentes contingencias analizadas.

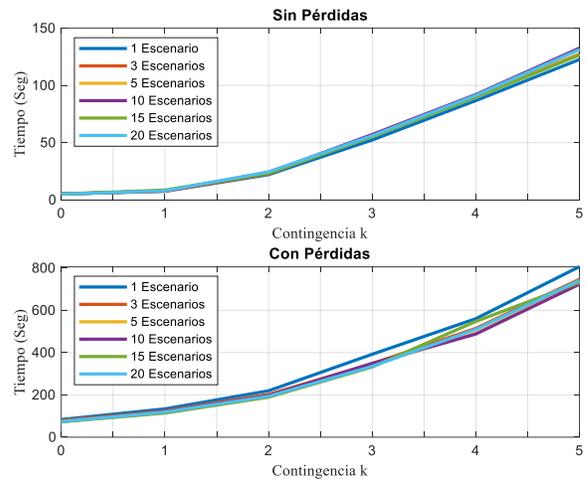


Fig. 8. Tiempos promedio sin y con pérdidas: Sistema de 300 nodos.

En la Fig. 8 se nota que el tiempo de procesamiento aumenta con el número de contingencias y el número de escenarios. Además, note que los tiempos promedio de procesamiento entre contingencias son muy similares, lo que significa que el número de escenarios afecta mayormente al tiempo de procesamiento. También, los tiempos de procesamiento son mucho menores cuando se omiten las pérdidas en la formulación, lo cual, es de esperarse, al ser un problema de optimización de menor tamaño.

IV. CONCLUSIÓN

El presente trabajo propone un modelo estocástico para la incorporación de la incertidumbre en la demanda en el problema de despacho económico preventivo con restricciones de seguridad considerando pérdidas por transmisión. La inclusión de la incertidumbre en la demanda, determina una

solución óptima de operación con un costo de producción mayor debido a una operación con criterios de seguridad más estrictos: $N-k$ líneas de transmisión en contingencia. Se debe mencionar también que la formulación preventiva no requiere que el operador realice acciones correctivas (redespacho de generación). La formulación estocástica del PSCED permite, a pesar del costo computacional, modelar de manera más precisa la operación del sistema con incertidumbre en la demanda, reduciendo los requerimientos de reserva, asegurando la continuidad del servicio y la seguridad del SEP.

V. AGRADECIMIENTOS

José Mariano Paniagua Contreras agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, CONACyT, por el apoyo económico recibido para la realización de sus estudios de Maestría. Los autores agradecen a FICO por las facilidades brindadas para el uso de XPRESS.

VI. REFERENCIAS

- [1] Mehrtaah, M., Raofat, M., Mohammadi, M., and H. Zareipour, "Fast stochastic security-constrained unit commitment using point estimation method," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 671-688, 2016.
- [2] O. Alsac and B. Stott, "Optimal load flow with steady-state security," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745-751, May 1974.
- [3] FERC, "Security constrained economic dispatch: definition, practices, issues and recommendations," Tech. Rep., 2006.
- [4] L. S. Vargas, V. H. Quintana, and A. Vannelli, "A tutorial description of an interior point method and its applications to security-constrained economic dispatch," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1315-1324, Aug. 1993.
- [5] V. H. Hinojosa, "Comparing corrective and preventive security-constrained DCOPF problems using linear shift-factors," *Energies* 2020, 13, 516.
- [6] A. Monticelli, M. V. F. Pereira, and S. Granville, "Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 175-180, Feb. 1987.
- [7] V. H. Hinojosa and F. Gonzalez-Longatt, "Preventive security-constrained DCOPF formulation using power transmission distribution factors and line outage distribution factors," *Energies* 2018, 11, 1497.
- [8] D. Bienstock, M. Chertkov, and S. Harnett, "Chance-constrained optimal power flow: Risk-aware network control under uncertainty," *SIAM Review*, vol. 56, no. 3, pp. 461-495.
- [9] L. Roald, G. Andersson, S. Misra, M. Chertkov, and S. Backhaus, "Optimal power flow with wind power control and limited expected risk of overloads," in *Proc. 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, Italy, 2016, pp. 1-7.
- [10] V. H. Hinojosa and J. Sepúlveda, "Solving the stochastic generation and transmission capacity planning problem applied to large-scale power systems using generalized shift-factors," *Energies*, vol. 13, no. 13, p. 3327, 2020.
- [11] J. R. Birge and F. Louveaux, "Introduction to stochastic programming." Springer Science & Business Media.
- [12] F. Bouffard, F. D. Galiana, and A. J. Conejo, "Market-clearing with stochastic security-part II: case studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1827-1835, Nov. 2005.
- [13] L. Wu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Comparison of scenario-based and interval optimization approaches to stochastic SCUC," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 913-921, May 2012.
- [14] O. Mégel, J. L. Mathieu, and G. Andersson, "Hybrid stochastic-deterministic multiperiod DC optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32 no. 5, pp. 3934-3945, Sep. 2017.
- [15] O. Mégel, *Storage in Power Systems: Frequency Control, Scheduling of Multiple Applications, and Computational Complexity* (Doctoral dissertation, ETH Zurich), 2017.
- [16] X. Li, and Q. Xia, "Stochastic optimal power flow with network reconfiguration: congestion management and facilitating grid integration

of renewables," in *Proc. 2020 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Chicago, IL, USA, Oct. 2020.

- [17] H. Sharifzadeh and N. Amjady, "Stochastic security-constrained optimal power flow incorporating preventive and corrective actions," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 26, no. 11 pp. 2337-2352, Nov. 2016.
- [18] H. Li, Z. Zhang, X. Yin, and B. Zhang "Preventive security-constrained optimal power flow with probabilistic guarantees," *Energies* 2020, 13, 2344.
- [19] A. Pitto, D. Cirio, and E. Ciapessoni, "Probabilistic security-constrained preventive redispatching in presence of correlated uncertainties," in *Proc. 2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, Catania, Italy, Italy, 2020, pp. 1-6.
- [20] V. H. Hinojosa, "A generalized stochastic N-m security-constrained generation expansion planning methodology using partial transmission distribution factors," presented at the 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, Jul. 2017.
- [21] Robak, Sylwester, Jan Machowski, and Konrad Gryszpanowicz. "Contingency selection for power system stability analysis," *2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. IEEE, 2017.
- [22] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-Interscience, 2014.
- [23] J. R. Birge and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming, Springer Series in Operations Research and Financial Engineering*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2011.
- [24] Berenice Díaz López, *Asignación preventiva de unidades con restricciones de seguridad (PSCUC), criterio de seguridad N-k y pérdidas por transmisión*, Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Tecnológico de Morelia, 25 de Noviembre de 2019.
- [25] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PronosticosDemanda.aspx>
- [26] 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 Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1125-1133, May 2012.
- [27] <https://www.fico.com/es/products/fico-xpress-optimization>
- [28] F. Li and R. Bo, "Small test systems for power system economic studies," 2010 IEEE PES General Meeting, pp. 1-4
- [29] Case IEEE 300." [Online]. Available: <https://www.pserc.cornell.edu/matpower/docs/ref/matpower5.0/case300.html>.



José Mariano Paniagua Contreras recibió el grado de Ing. Electricista en 2019 por el Tecnológico Nacional de México/I.T. Morelia (ITM). Actualmente realiza sus estudios de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica en el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica (PGIIE) ITM. Sus principales áreas de interés son la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia y sistemas de distribución y mercados de electricidad.



G. Gutiérrez Alcaraz (M'04, SM'11) es miembro del 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 Tecnológico de Morelia, obteniendo el grado de Ingeniero Electricista en 1984. Posteriormente, realizó sus estudios de Maestría y Doctorado en Ingeniería Eléctrica 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), logrando el grado de Maestro en Ciencias en 1989 y de Doctor en 1995. Actualmente, es profesor del PGIIE-ITM.



V. Hinojosa-Mateus (M'08) nació en Quito, Ecuador, en 1975. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, en 2000, y de Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, en 2007. Actualmente es profesor en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María, Chile. Sus áreas de especialización están relacionadas con la operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia.