

# Reliability Nodal Pricing Considering CO2 Emissions in a Multi Objective Function

N. González-Cabrera, *Member, IEEE*, J. Torres-Jiménez, J. García-Guzmán, J. Serrano-Rubio, and J. Rodríguez-Rodríguez

**Abstract**—This paper proposes a pricing model based on reliability which considers CO2 emissions using a multi-objective optimization criterion. The model performs a reliability analysis for the order of up to N-2 contingencies, the nodal prices per contingency are grouped into two user classes to have prices that reflect reliability and CO2 emissions. The first prices for reliability are class A which considers contingencies of the order N-1 and class B which considers emissions of the order N-1 and N-2. The objective functions to be optimized in this research work are: 1) prices for reliability and 2) CO2 emissions for contingency, because they have a greater impact on the reliability of the transmission system. In this case the price for emissions is reflected to the end user according to the type of contingency you want to have. The methodology determines the ENNS and contingency emissions to obtain the expected values per class. The methodology proposed in this article was implemented to optimize reliability and CO2 emissions in the 24-node test system proposed by the IEEE achieving satisfactory results.

**Index Terms**—CO2 Emissions, Reliability, Nodal Pricing, Multi Objective.

## I. INTRODUCCIÓN

HASTA hace algunas décadas los sistemas eléctricos de potencia habían sido operados en una estructura verticalmente integrada y sujeta a regulación gubernamental. En la nueva industria eléctrica desregulada ha surgido la necesidad de crear nuevas instituciones económicas y el uso de herramientas financieras para gestionar los riesgos asociados con la operación de mercados Spot [1]. Ante este escenario la organización de los sistemas eléctricos ha evolucionado rápidamente en la mayoría de los países, transformando al sector eléctrico en un ámbito de competencia.

N. González-Cabrera, está en el departamento de energía eléctrica de la Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (e-mail: nestorgc@ieee.org).

J. Torres-Jimenez. Esta con el Consejo de la Ciencia y Tecnología. México, México (e-mail: jacintorres\_j@hotmail.com)

J. M. García-Guzmán, está en el departamento de electromecánica del Instituto Tecnológico Superior de Irapuato, Irapuato, Guanajuato, México (e-mail: terrysa83@gmail.com).

J. P. Serrano-Rubio, está en el departamento de computación del Instituto Tecnológico Superior de Irapuato, Irapuato, Guanajuato, México (e-mail: jpsr@ciimat.mx).

J. R. Rodríguez-Rodríguez, está en el departamento de energía eléctrica con la Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (e-mail: jr\_386@hotmail.com).

Los modelos de competencia en los mercados de electricidad tienen que garantizar un adecuado nivel de confiabilidad para ofertar el servicio eléctrico deseado con antelación por parte del consumidor final.

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se expresa mediante índices, los cuales cuantifican la calidad del suministro de energía eléctrica. Estos índices deben ser consistentes y sensibles para distinguir varias situaciones alternativas y expresar al operador o planificador de la red eléctrica (según el propósito de estudio de la confiabilidad) diversos aspectos que necesita conocer para llevar acciones, tales como: 1) apoyar y analizar la operación del sistema, 2) justificar nuevas inversiones, 3) comparar alternativas de expansión, 4) informar a terceros qué tan confiable es el sistema, y 5) evaluar razón costo/beneficio, entre otras. Sin embargo, entre los índices que impactan de forma significativa a los usuarios están: la Energía No Suministrada (ENS), el Corte de Carga Nodal (CCN) y el Costo de Interrupción Nodal (CIN). Estos índices reflejan los MW que no se suministran y el costo de no suministrar esta energía en un período de tiempo específico.

La planificación óptima de los recursos energéticos y la optimización de los modelos de re-despacho de generación implican una política de precios, la cual es referida como una confiabilidad diferenciada por los precios en tiempo real en el sistema [1]. En este esquema se combinan tanto los precios en tiempo real como el precio por prioridad de confiabilidad basado en los costos de interrupción de los usuarios, además se realiza un análisis de las políticas de precios de los diferentes servicios de confiabilidad.

No obstante, algunos modelos que se utilizan en el análisis de confiabilidad se desarrollaron con énfasis en el efecto de los beneficios hacia las preferencias de los consumidores. Las preferencias de los consumidores para la elección de la confiabilidad en el servicio eléctrico se obtienen con datos de un estudio de sistemas de respaldo (back-up), los cuales son propiedad de los clientes comerciales e industriales, tal como se presenta en [2].

Un modelo de precios para los servicios eléctricos de potencia en respuesta a las preferencias de confiabilidad de los consumidores fue desarrollado y presentado en la referencia [3]. El modelo toma en cuenta las fallas aleatorias del sistema de generación y combina los precios de la confiabilidad y los precios en tiempo real. La metodología describe el uso del índice LOLP (Lost Of Load Probability) como manejo de la confiabilidad para diferentes tipos de usuarios, costos de interrupciones y patrones de consumo.

Sin embargo, las diferentes consideraciones de confiabilidad basadas en la evaluación costo/beneficio se aplican a los consumidores a nivel distribución, y son simuladas mediante el desarrollo de técnicas analíticas y de simulación secuencial en el tiempo con el fin de evaluar el costo/beneficio de los índices de confiabilidad, tal como se muestra en [4], donde en condiciones de ineficiencia en los sistemas originados por problemas de corte de carga en los sistemas de generación y transmisión, el operador del sistema tiene que desconectar las cargas nodales con menor confiabilidad para mantener un nivel aceptable de operación del sistema.

Cuando se presentan diferentes esquemas de cortes de carga en los nodos se tiene como resultado diferentes puntos de confiabilidad dentro del funcionamiento del sistema, en estos casos una de las técnicas propuestas es la minimización de los costos de interrupción del sistema como se propone en [5]; donde los factores que son considerados para determinar las prioridades de cortes de carga es la confiabilidad que tiene cada nodo y que se calculan a nivel sistema.

Por otra parte, algunos conceptos básicos de confiabilidad, desde la perspectiva de operación y mercado, son revisados en [6] [7] [8]. En estas referencias se presenta un proceso de toma de decisiones para participar en un mercado de reserva para la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Los autores proponen un modelo de mercado simultáneo y obtienen los precios de las reservas utilizando dos métodos: 1) el pago para una entrega de energía y 2) el pago para la reserva de energía asignada. En [9] presentan una metodología para descomponer estructuralmente la ENS desde el punto de vista de la confiabilidad. Aunque los autores consideran el efecto de la respuesta de la demanda, no realizan una crítica hacia el enfoque de la implicación de re - despachar unidades de generación ante contingencias y su impacto en las emisiones de CO<sub>2</sub>. En [10] realizan una evaluación de la confiabilidad considerando plantas de generación de ciclo combinado, los autores aunque justifican una mayor eficiencia en las plantas de generación no hacen un estudio en base a las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Una técnica basada en la combinación de la red equivalente y los enfoques de las simulaciones pseudo-secuenciales es propuesta para sistemas de generación reestructurados. El equivalente de la confiabilidad en la red eléctrica se puede utilizar para reducir la carga de trabajo computacional asociada a la realización del análisis de la confiabilidad, incluyendo los diversos acuerdos entre los participantes del mercado y un nivel de la confiabilidad nodal [11].

En la referencia [12] los autores proponen un modelo de precios diferenciado por la confiabilidad, el cual es integrado al sistema eléctrico considerando los costos de reserva, costos de distribución y los costos de las inversiones en las líneas de transmisión. En [13] presentan una mejora basada en un análisis de toma de decisiones multi criterio para incrementar la confiabilidad considerando sistemas de almacenamiento de energía, aunque se mejora el proceso de integración de estas fuentes, no se realiza un impacto desde el punto de vista ambiental (reducción de CO<sub>2</sub>).

Por otra parte, se han llevado a cabo diversos trabajos para resolver el problema de confiabilidad considerando fuentes

renovables y las emisiones de CO<sub>2</sub> para analizar su impacto en el sistema eléctrico, así como su efecto en los mercados de electricidad. Es importante mencionar que las emisiones de CO<sub>2</sub> se consideran como restricciones del problema [14]-[24]. Aunque estas aportaciones son significativas, sin embargo, no se estudia el impacto de las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a las contingencias. No obstante, estudiar las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a las contingencias es un aspecto importante que se debe analizar, ya que, ante fallas en el sistema de transmisión, la generación vuelve a despacharse, incrementando la producción de energía eléctrica de los generadores convencionales, lo cual se traduce en un alto índice de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En el presente artículo se propone un modelo de precios basados en confiabilidad los cuales consideran las emisiones de CO<sub>2</sub> utilizando un criterio de optimización multi - objetivo. El modelo realiza un análisis de confiabilidad para el orden de hasta N-2 contingencias, los precios nodales por contingencia son agrupados en dos clases de usuario para tener precios que reflejen la confiabilidad y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Los primeros precios por confiabilidad son la clase A la cual considera contingencias del orden N-1 y la clase B que considera emisiones del orden N-1 y N-2. Las funciones objetivo a optimizar en este trabajo de investigación son: 1) los precios por confiabilidad y 2) las emisiones de CO<sub>2</sub> por contingencia, debido a que tienen mayor impacto en la confiabilidad del sistema de transmisión. En este caso el precio por emisiones se ve reflejado al usuario final de acuerdo con el tipo de contingencia que desee tener. La metodología determina la ENNS y las emisiones por contingencia para obtener los valores esperados por clase. La metodología propuesta en este artículo fue implementada para optimizar la confiabilidad y las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sistema de prueba de 24 nodos propuesto por la IEEE logrando resultados satisfactorios.

## II. MODELADO DEL PROBLEMA

En esta sección se presentan las principales características de modelado de los sistemas eléctricos de potencia utilizados en este trabajo.

### A. Confiabilidad de los sistemas Eléctricos de Potencia

El concepto de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia se puede definir como la característica que tienen los componentes y/o el sistema de ejecutar satisfactoriamente sus funciones (sin fallas) sobre algún período de tiempo sujeto a las condiciones de operación actual [16].

En general los sistemas eléctricos de potencia están divididos en subsistemas de generación, transmisión y distribución y son sometidos a rigurosos estudios para determinar el grado de confiabilidad. Para sistemas eléctricos verticalmente integrados donde a menudo una empresa es dueña de todos los subsistemas la planificación del Sistema Eléctrico de Transmisión (SET) puede relacionarse fácilmente con los accesos para obtener la mayoría de los requerimientos de información a fin de estimar el crecimiento futuro de las demandas nodales y satisfacer los niveles requeridos de confiabilidad. Donde el balance entre confiabilidad y las restricciones económicas son usualmente juzgadas por la experiencia de los responsables de planear el

SET. Sin embargo, en los sistemas eléctricos de transmisión donde se utiliza un esquema de competencia, los subsistemas de generación, transmisión o distribución pueden llegar a ser en su totalidad de diferentes dueños, cambiando radicalmente el manejo de la confiabilidad que se ofrecía por parte de las empresas verticalmente integradas.

Por otra parte, en los modelos descentralizados el operador del sistema es el encargado del manejo del sistema eléctrico y evalúa la confiabilidad del mismo [17]. El operador del sistema tiene la facultad de penalizar a las empresas generadoras de electricidad que suministren energía con niveles bajos de disponibilidad. Pero en el caso donde se genera electricidad con un alto nivel de disponibilidad, esta disponibilidad no es compensada. Las empresas encargadas del transporte de la energía también deben cumplir con el criterio de Contingencia de tener un elemento fuera (n-1), aunque en la mayoría de los mercados descentralizados las empresas generadoras son dueñas de las redes de transmisión o bien son parte de la entidad federal a la que pertenecen (país o región) para poder hacer llegar el servicio eléctrico a los encargados de distribuir el producto energético hasta los consumidores finales. En la evaluación de la confiabilidad clásica uno de los índices que son de mayor utilidad es la ENS, dicho índice nos indica que ante una salida de un elemento del sistema eléctrico cual es la cantidad de energía que no es suministrada en el sistema.

Para calcular la probabilidad de que ocurran contingencias de tener uno y dos elementos fuera del sistema: n-1 y n-2 respectivamente, para un determinado número de componentes independientes en el sistema ( $N_c$ ) se utilizará la ecuación (1) donde  $j$  son las contingencias del estado y  $b$  son los elementos fallados [14, 18].

$$p_j = \prod_{c=1}^b U_c \prod_{c=b+1}^{N_c} A_c \quad (1)$$

Energía No Suministrada (ENS) es la cantidad de MW que no son suministrados a los consumidores y se determina como:

$$ENS = \sum_{j=1}^n CC_{pi}^j \quad (2)$$

Considerando los posibles estados para contingencias de n-1 y n-2, el valor esperado de los precios nodales ( $\bar{\rho}$ ) y la Energía No Suministrada Esperada (EENS) son determinados por (3) y (4), respectivamente, como sigue:

$$\bar{\rho} = \sum_{j=1}^{NTE} p_j \rho_{pi}^j \left( \frac{\$}{MW} \right) \quad (3)$$

$$EENS = \sum_{j=1}^{NTE} p_j \times ENS_i^j \quad (4)$$

El LOLP mide la probabilidad de que, ante una contingencia

en el sistema, esta exceda la capacidad de la línea de transmisión durante un período determinado [23]:

$$LOLP = \frac{\sum_{j=1}^{NTE} p_j u(E_A(j) - E_{Di}(j))}{T} \quad (5)$$

Donde  $E_A(j)$  es la energía disponible para la  $j$  ésima contingencia,  $E_{Di}(j)$  es la energía demanda en el nodo  $i$  para la contingencia  $j$ , y  $u(E_A(j) - E_{Di}(j))$  es la función binaria definida por:

$$u(E_A(j) - E_{Di}(j)) = \begin{cases} 1, & \text{if } E_A < E_{Di} \\ 0, & \text{if } E_A > E_{Di} \end{cases} \quad (6)$$

Donde 1 es la energía que no puede ser cubierta en el Sistema, 0 es si la energía demanda es cubierta ante la contingencia  $j$

### B. Optimización de las Funciones Objetivos

En general las funciones objetivo son un excelente indicador del desempeño de las variables de decisión [17] y se pueden optimizar para obtener los mejores valores máximos y/o mínimos dependiendo del problema que se desee resolver. Es importante mencionar que cuando se desea optimizar una función objetivo se deben satisfacer ciertas restricciones impuesta sobre el problema. En este sentido si se desea maximizar una función sujeta a  $m$  restricciones, el modelo consiste en elegir las variables de decisión  $x_1, x_2, \dots, x_n$  con la finalidad de:

$$\text{Min } f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (7)$$

Sujeto a:

$$g_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_1 \quad (8)$$

$$g_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_2 \quad (9)$$

$$g_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_m \quad (10)$$

$$x_1 \geq x_2 \geq 0, \dots, x_n \geq 0 \quad (11)$$

Como se puede observar en las ecuaciones de (7) a (11) la función objetivo  $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  mide la ganancia y/o rendimiento, y las restricciones son representadas por las desigualdades  $g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_i$  para  $i=1, 2, \dots, m$ .

En este trabajo para resolver el problema de confiabilidad en sistemas eléctricos de transmisión se propone optimizar dos funciones objetivo: 1) minimizar los costos de operación del sistema eléctrico de transmisión y 2) minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> de los generadores convencionales que suministran energía eléctrica al sistema.

### C. Minimizar el Costo de Operación del Sistema ( $F_1$ )

La función objetivo  $F_1$  consiste en reducir los costos de operación del sistema derivados por la presencia de contingencias en el sistema. La ecuación matemática que permite minimizar  $F_1$  en cada periodo de tiempo  $t$  y el estado  $j$  del sistema se muestra a continuación [14]:

$$F_1 = \text{Min} = \sum_{i=1}^{Ng} C_{si,t}^j P_{g_i,t}^j + \sum_{i=1}^{Nb} VOLL(VG_{pi,t}^j) \quad (12)$$

Y  $C_{si,t}^j$  está dado por:

$$C_{si,t}^j(P_{g_i,t}^j) = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i P_{g_i,t}^j + c_i P_{g_i,t}^{j2}) \quad (\$/h) \quad (13)$$

Donde  $a_i$  (\$/h),  $b_i$  (\$/MWh), y  $c_i$  (\$/MW<sup>2</sup>h) son los coeficientes de los costos cuadráticos de la función objetivo. En la ecuación (6) El valor de perdida de carga esperada (Value of Lost Load *VOLL por sus siglas en inglés*) representa el costo de interrupción del suministro eléctrico en (\$/h).

### D. Minimizar las Emisiones de CO2 de los Generadores ( $F_2$ )

La función objetivo  $F_2$  consiste en reducir las emisiones de CO2 producidas por las unidades de generación convencionales existentes en el sistema. La ventaja de considerar esta función  $F_2$  como función objetivo y no solo como restricción estriba en que permitirá a las compañías del sector eléctrico tener un mejor control en las emisiones de CO2 dependiendo de las contingencias que se presente en el sistema.

Para minimizar las emisiones de CO2 en el sistema se utilizará la ecuación (14)

La función objetivo que contiene las emisiones de CO2 es expresada mediante la ecuación (14) como:

$$F_2 = \text{Min} = \sum_{i=1}^{Ng} G_i^j P_{g_i,t}^j \quad (14)$$

Donde  $G_i^j(P_{g_i,t}^j) = \sum_{i=1}^{NG} (d_i + e_i P_{g_i,t}^j + f_i P_{g_i,t}^{j2})$  (Ton/h).

En (14)  $d_i$  (Ton/h),  $e_i$  (Ton/MWh) y  $f_i$  (Ton/MW<sup>2</sup>h) son los coeficientes de las emisiones de CO2.

### E. Planteamiento de la Función Objetivo General

En este trabajo se determinan los precios nodales del sistema de transmisión utilizando un criterio de optimización multi - objetivo donde se representa como una suma de pesos ponderados como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\Phi = w_1 \sum_{i=1}^{NG} F_1 + h w_2 \sum_{i=1}^{NG} F_2 \quad (15)$$

$W_i$  indica los pesos asignados a cada función objetivo de tal forma que:

$$\sum_{i=1}^k |w_i| = 1 \quad (16)$$

para  $i=1, 2, 3 \dots k$ , donde  $k$  es el número de funciones objetivo.

La ventaja más prominente del método estriba en poder optimizar una cantidad enorme de objetivos a un bajo costo computacional, sin demandar modificar la estructura del algoritmo.

El coeficiente  $h_i$  en la ecuación (15) representa la potencia máxima de salida del generador  $i$  y se calcula utilizando la ecuación (17) propuesta en las referencias [25] - [27].

$$h_i = \frac{F_1/P_i^{Max}}{F_2/P_i^{Max}} \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\$/Ton) \quad (17)$$

Es importante mencionar que  $h_i$  se ordenará de forma ascendente de acuerdo a la capacidad máxima de cada unidad de generación,  $P_i^{Max}$ , iniciando desde el  $h_i$  menor hasta  $\sum P_i^{Max} \geq Pd$ . Por consiguiente,  $h_i$  está asociado con la última unidad en la tasa del coeficiente  $h$  (\$/Ton) para la carga requerida.

La función multi - objetivo presenta da en la ecuación (15) está sujeta a las siguientes restricciones de igualdad y desigualdad,

$$\sum_{i=1}^n (P_{g_i,t}^j - Pd_i^j + CC_{pi}^j) = \sum_{i=1}^n \frac{\theta_i - \theta_m}{X_{im}} \quad (18)$$

$$P_{g_i,t}^{j,\min} \leq P_{g_i,t}^j \leq P_{g_i,t}^{j,\max} \quad (19)$$

$$-P_{im}^{j,\max} \leq \frac{\theta_i - \theta_m}{X_{im}} \leq P_{im}^{j,\max} \quad (20)$$

$$0 \leq VG_j^i \leq VG_j^{i,\max} \quad (21)$$

La función objetivo  $F_1$  minimiza los costos de operación del sistema, mientras que la función objetivo  $F_2$  minimiza las emisiones de CO2 de los generadores convencionales del sistema.

La expresión (18) es la restricción de balance nodal de potencia real. La ecuación (19) representa los límites de las potencias de generación máximas y mínimas de potencia real. La restricción (20) representa la potencia entre líneas y la potencia máxima que estas pueden transmitir entre nodos. Finalmente, la ecuación (21) modela el máximo corte de carga permitido que se puede realizar a los usuarios en cada nodo  $i$  para cada estado  $j$  y periodo de tiempo  $t$ .

Suponiendo que todas las restricciones de desigualdad están inicialmente inactivas, el Lagrangiano nos queda de la siguiente

manera:

$$L(x, \lambda, \mu) = \left\{ w \sum_{i=1}^{Ng} F_1 + h w \sum_{i=1}^{Nf} F_2 \right\} - \left( \sum_{i=1}^N \lambda_{pi} \left( \sum_{i=1}^n (Pg_{si,t}^j - Pd_{bi,t}^j + CC_{pi,t}^j) - \sum_{i=1}^n \frac{\theta_i - \theta_m}{X_{im}} \right) \right) \quad (22)$$

Las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\partial L(x, \lambda, \mu)}{\partial Pd_{bi,t}^j} = C_{bi,t}^j - \lambda_{pi} = 0 \quad (23)$$

$$\frac{\partial L(x, \lambda, \mu)}{\partial Pg_{si,t}^j} = C_{si,t}^j - \lambda_{pi} = 0 \quad (24)$$

$$\frac{\partial L(x, \lambda, \mu)}{\partial \lambda_{pi}} = (Pg_{si,t}^j - Pd_{bi,t}^j + CC_{pi,t}^j) - P_{i,t}^j(V, \theta) = 0 \quad (25)$$

Con la ecuación (18) y (19) se determina los costos de penalización para emisiones de CO2:

$$Clase(A) = \sum_{j=0}^{NTE} Pd_{bi}^j \quad NTE = \{n-1 \text{ contingencias}\} \quad (26)$$

$$Clase(B) = \sum_{j=0}^{NTE} Pd_{bi}^j \quad NTE = \{\text{hasta } n-2 \text{ contingencias}\} \quad (27)$$

La metodología utilizada es resumida en los siguientes pasos:

1. Se definen los pesos  $w_1$  y  $w_2$  para cada función objetivo de los modelos, posteriormente, se realiza un OPF de acuerdo a la demanda actual del sistema.
2. En este trabajo se considera hacer una evaluación secuencial de las contingencias de la red de transmisión para apreciar el efecto de las emisiones de CO2 por estado de falla. Se define el Número Total de Estados (NTE) a evaluar  $j=1:NTE$ .
3. Se revisa la red para que cada estado no presente nodos aislados. Si hay nodos aislados se revisa si hay generación, si no hay generación la ENNS=demanda. Si hay generación de se hace la diferencia de ENNS=Generación - Demanda.
4. Se resuelve  $\Phi$  para cada estado  $j$ .
5. Se obtienen los costos totales de operación, precios nodales, ENS, y ENNS para el estado  $j$ .
6. Se calculan los valores esperados.

### III. CASOS DE ESTUDIO

Con la finalidad de evaluar la eficacia de la metodología descrita en este artículo, se propone resolver el problema de

confiabilidad en el sistema de prueba de 24 nodos RTS del IEEE [20], el cual cuenta con 38 líneas, 18 demandas nodales y 13 unidades generadores de diferentes características. La capacidad de las líneas se considera en un 50% de la capacidad máxima reportada en [20].

Se consideran tres casos de estudios los cuales se le asignarán diferentes pesos a la ecuación (15) como son descritos a continuación:

Caso 1.-  $w_1=1$  y  $w_2=0$ . Mayor peso a la operación. Como referencia de los índices de confiabilidad.

Caso 2.-  $w_1=0.5$  y  $w_2=0.5$ . Mismo peso a la parte operativa y a la parte ambiental. Dichos pesos servirán para observar la variación de los precios nodales basados en confiabilidad y el efecto de los costos de las emisiones de CO2 en los usuarios finales.

Caso 3.-  $w_1=0$  y  $w_2=1$ , mayor peso a la parte ambiental. En este caso se considera para tomar de referencia las emisiones de CO2 de la red eléctrica ante contingencias en el sistema.

#### A. Caso 1

En este caso se calculan los precios nodales por confiabilidad considerando  $w_1=1$  en  $F_1$  y  $w_2=0$  en  $F_2$ .

En la Figura 1 se muestra los precios nodales esperados para el caso 1, es posible apreciar que el precio para N-0 es de 44 \$/MW. También se puede observar que en la clase B para usuarios dispuesto a pagar por no ser desconectados presentan mayor confiabilidad, pero los precios nodales se elevan considerablemente.

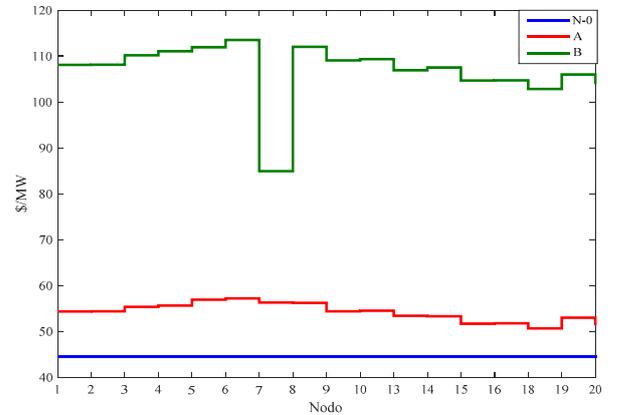


Fig. 1. Precios nodales esperados para el caso 1.

La Figura 2 se muestra las emisiones de CO2 por generador representativas de N-1 para el caso 1. Se observa que los generadores con tecnología de carbón son los que mayores emisiones tienen comparados con otras tecnologías. Las emisiones de CO2 para las clases A y B del caso 1 se establecen en la Tabla 1 donde se puede apreciar que para N-0 las emisiones están alrededor de 3085 T/CO2, en tanto que para las clases A y B las emisiones de CO2 son del orden de 4184 y 493 T/CO2 respectivamente.

El incremento de las emisiones de CO2 se origina por las contingencias que se presentan en las líneas de transmisión provocando que las unidades generadoras principalmente las que trabajan a base de carbón operen a su máxima capacidad.

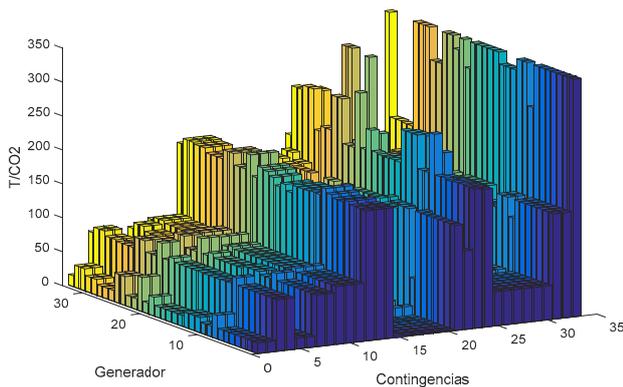


Fig. 2. Emisiones de Co2 por generador del caso 1.

La Tabla I muestra las emisiones por clase del caso 1, podemos apreciar que para N-0 las emisiones están alrededor de 3085 T/CO2, mientras que para las clases A y B estas se elevan por encima de los 4184 T/CO2, esto debido a que al presentarse contingencias en las líneas los generadores de mayor capacidad, que regularmente son los de carbón para el sistema de 24 nodos, despachan a su máxima capacidad produciendo mayores emisiones de CO2 por contingencia.

TABLA I  
EMISIONES TOTALES POR CLASE I

	N-0	A	B
<b>Ton Co2</b>	3085	4184	4953

En este primer caso de estudio para las contingencias N-1 la EENS es de 3.1 MWh y un índice LOLP de 0.009. Mientras que para N-2 la EENS es de 22.8 MWh y el LOLP es de 0.2, ver Tabla II.

TABLA II  
VALORES DE EENS Y LOLP DEL CASO 1 PARA LA CLASE A Y B

	A (N-1)	B (N-2)
<b>EENS (MWh)</b>	3.1	22.8
<b>LOLP</b>	0.009	0.2

Del primer caso fue posible establecer cuáles serían los criterios mínimos a considerar dentro del caso base, principalmente al compararlo contra los casos que consideran las emisiones de CO2, con la finalidad de evaluar el impacto de este factor en la función objetivo.

**B. Caso 2**

En este segundo caso, se asignan pesos iguales a las funciones objetivo  $w_1=0.5$  y  $w_2=0.5$ . Al implementar la metodología propuesta se obtienen los precios nodales que se presentan en la Figura 4. Comparando los resultados de la Figura 1 y la Figura 4 se puede apreciar que al asignar igual pesos de importancia a las funciones objetivos, los precios nodales para las clases A y clase B se incrementaron considerablemente en la mayoría de los nodos debido a que al presentarse en el sistema de transmisión contingencias de N-1 y N-2, las líneas de la red se congestionan demandando mayor energía eléctrica provocando que las unidades de generación

convencionales aumenten su producción ocasionando que los costos de generación y las emisiones de CO2 se incrementen.

La Figura 3 presenta los precios nodales esperados para el caso 2. En este caso se puede apreciar el impacto y la variación al considerar el impacto de las emisiones en la función objetivo. Por ejemplo, se observa para N-0 como en nodos que son de carga los precios están por encima de las 60 \$/MW, esto debido a que se integra el efecto de la generación convencional. Así mismo, para las clases A y B los precios esperados capturan el congestionamiento en la red debido a las contingencias, así como el efecto de la generación convencional la cual es despachada incrementando los precios nodales.

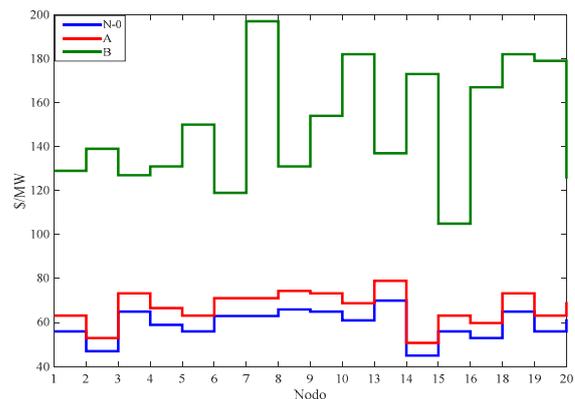


Fig. 3. Precios nodales esperados para el caso 2.

La Tabla III presenta las emisiones totales por clase del caso 2.

TABLA III  
EMISIONES TOTALES POR CLASE DEL CASO 2

	N-0	A	B
<b>Ton Co2</b>	3415	4289	5013

La tabla IV muestra los índices de confiabilidad calculados a partir del caso 2. Se aprecia que para contingencias N-2 la EENS es de 21.7 MWh y el LOLP es de 0.18. Mientras que para N-1 la EENS es de 2.9 MWh y un LOLP de 0.08.

TABLA IV  
VALORES DE LA CONFIABILIDAD DEL CASO 2

	A	B
<b>EENS (MWh)</b>	2.9	21.7
<b>LOLP</b>	0.08	0.18

La figura 4 presenta las emisiones de CO2 por generador para contingencias representativas de N-1. Se aprecia que los generadores de base de tecnología nuclear emiten una menor cantidad CO2 en comparación con los generadores de tecnología de base de carbón.

En este caso pudimos obtener el impacto de considerar las emisiones en el modelo resuelto para precios nodales por confiabilidad.

**C. Caso 3**

En este caso se considera asignar  $w_2=1$  a la  $F_2$ , con la finalidad de comparar los resultados con el caso base.

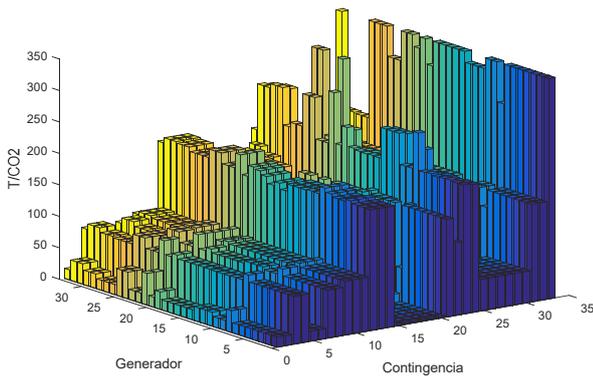


Fig. 4. Emisiones de Co2 por generador del caso 2.

La figura 5 presenta los precios nodales esperados del caso 3. Podemos apreciar que los precios son mayores en las clases A, B y N-0, esto es debido a que el costo por emisiones es mayor al no considerar este efecto, lo cual eleva considerablemente los precios.

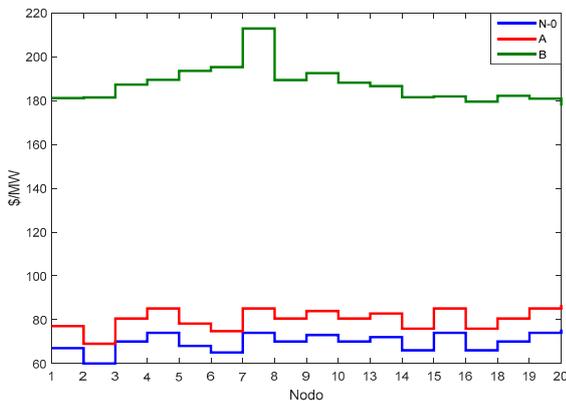


Fig. 5. Precios nodales esperados para el caso 3.

La Figura 6 presenta las emisiones de CO2 por generador para contingencias representativas de N-1 del caso 3. De la consideración de las emisiones en las funciones objetivo se obtienen diversos despachos de generación debido al considerar las emisiones de CO2 en la función objetivo.

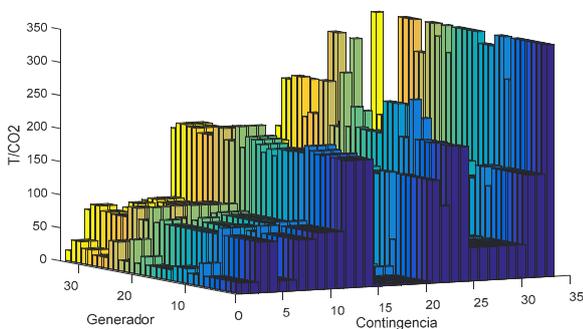


Fig. 6. Emisiones de CO2 por generador caso 3.

La tabla V presenta las emisiones totales del caso 3 por clase. Así mismo, en este caso observamos que las emisiones se incrementan en comparación con el caso 1, debido a que

solamente los generadores más contaminantes son los despachados.

TABLA V  
EMISIONES TOTALES POR CLASE DEL CASO 3

	N-0	A	B
<b>Ton Co2</b>	3743	4459	5234

La tabla VI muestra los valores esperados de los índices de confiabilidad del caso 3. Podemos apreciar que estos son ligeramente mayores a los presentados en los casos 1 y 2, esto debido a que en este caso se le da un mayor peso a función objetivo  $F_2$ , la cual considera las emisiones.

TABLA VI  
VALORES ESPERADOS DEL CASO 3

	N-1	N-2
<b>EENS (MWh)</b>	3.3	24.1
<b>LOLP</b>	0.11	0.28

La figura 7 hace una comparación de las funciones objetivo de los tres casos. Tenemos que, en el caso donde se les da mayor peso a las emisiones presentan mayores costos de operación comparado con los otros dos casos. Mientras que, al equilibrar la función, esta busca un equilibrio entre ambos objetivos.

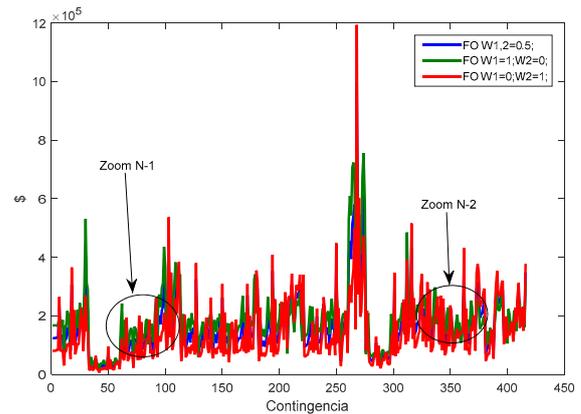


Fig. 7. Funciones objetivo de los tres casos.

La figura 8 presenta un acercamiento representativo de las dos funciones objetivo para contingencias aleatorias del grado N-2.

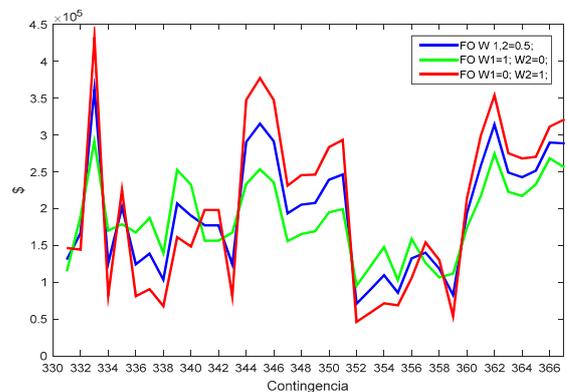


Fig. 8. Acercamiento Función objetivo para estados de N-2.

La tabla VII muestra los costos de operación esperados de los tres casos estudiados en este trabajo. De los tres casos al considerar un peso  $w=1$ , se puede apreciar como estos afectan directamente en los costos de operación, así como en los precios nodales, mientras que al considerar un peso medio los costos no son tan altos.

TABLA VII  
COSTOS DE OPERACIÓN ESPERADOS POR CASO (\$K)

	N-0	N-1	N-2
$W_1=1, W_2=0$	24.9	35.8	77.6
$W_1=0.5, W_2=0.5$	26.7	41.7	81.5
$W_1=0, W_2=1$	29.8	49.3	93.4

En este trabajo el enfoque propuesto muestra que al considerar un peso intermedio para dos funciones objetivo, los precios, costos e índices nodales se mantienen cercanos al considerar solo el efecto de los costos de generación.

#### IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó la evaluación de los precios de confiabilidad considerando las aportaciones de las emisiones de CO<sub>2</sub> en tres diferentes casos de estudio. El enfoque propuesto determina el costo del impacto de las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a las contingencias en el sistema de potencia, el cual muestra un impacto directo en los precios nodales por confiabilidad.

La propuesta del modelo proporciona una herramienta útil para los participantes en el sector eléctrico para los cálculos de los precios nodales, la confiabilidad y la volatilidad de los precios nodales, así como las emisiones generadas por las contingencias del sistema.

Como trabajos futuros se plantea la idea de integrar fuentes de generación renovable, las cuales impactarán directamente en los precios nodales debido al costo en la función de generación. Así mismo, se considerará el uso de los vehículos eléctricos, los cuales reducen de manera íntegra las emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### APÉNDICE

La siguiente nomenclatura se emplea en el desarrollo del presente documento:

$ENS$	Energía no suministrada
$EENS$	Energía esperada no suministrada
$i, m$	Nodo $i$ y $m$
$j$	Estado de sistema en contingencia
NTE	Número total de elementos
$C_i$	Precio del $i$ -ésimo productor de los generadores
$Pg_i$	Potencia generada por el $i$ -ésimo productor en cada nodo $i$
$CC_i$	Corte de carga en el nodo $i$
$Ng_i$	Número de generadores en el nodo $i$
$CD_i$	Carga despachable en el nodo $i$
$\theta$	Ángulo del voltaje
$Pd_i$	Carga activa demanda en el nodo $i$
$P_i$	Potencia activa inyectada en el nodo $i$
$P_{i,m}$	Flujo de carga de la rama $im$
$P_{im}^{Max}$	Flujo de carga máxima de la rama $im$
$n-1$	Contingencia de tener un elemento fuera.

$n-2$	Contingencia de tener dos elementos fuera.
$Uc$	Indisponibilidad del componente fallado.
$Ac$	Disponibilidad de los componentes que están funcionando
$Nc$	Número de componentes independientes en el sistema
$P_j$	Probabilidad de ocurrencia del estado $j$ .
$R$	Resistencia de las líneas de transmisión.
$X$	Reactancia de las líneas de transmisión.
$B$	Capacitancia de las líneas de transmisión.
Clase A	Clasificación de la clase con contingencias $n-1$ .
Clase B	Clasificación de la clase con contingencias $n-2$ .
VOLL	Valor de pérdida de carga
VG <sup>j</sup>	Generador virtual
T/CO <sub>2</sub>	Toneladas de CO <sub>2</sub>

#### REFERENCIAS

- [1] Lynne Kiesling, "Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies", Draft prepared for the Searle Center Annual Review of Regulation, 2005.
- [2] <http://pjm.com/markets-and-operations.aspx>.
- [3] <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=I30&Anio=2011&mes=7>
- [4] T. Gomez, "Incentive Regulation for Distribution Companies Under Electricity Competition", Draft environmental Energy Technologies, Berkeley, California, April 1999.
- [5] M.A. Crew, P.R. Kleindorfer, "Reliability and Public Utility Pricing", The American Economic Review, Vol.68, No. 1, pp. 31-40, Mar. 1978. <https://www.jstor.org/stable/1809685>
- [6] R. Haro and E.Inga, "State of Art, Reliability Assessment in the Transmission System based on Monte Carlo Method," IEEE Latin America Transactions, Vol. 14, No. 1, pp. 398-403, Jan. 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7430107.
- [7] M. Munasinghe, "Optimal Electricity Supply: Reliability, Pricing and System Planning", Ener Econ, Vol. 3 No. 3, pp. 140-152, July 1981. [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(81\)90035-9](https://doi.org/10.1016/0140-9883(81)90035-9)
- [8] H.P. Chao, R. Wilson, "Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization", The American Economic Review, Vol. 77, No. 5, pp 899-916, Dec 1987. <https://www.jstor.org/stable/1810216>
- [9] N. G. Cabrera, G. G. Alcaraz, H. T. Hernández, "Structural ENS Decomposition Based on Nodal Reliability Assessment Approach," IEEE Latin America transactions, Vol. 14, No. 8, pp. 3738 – 3745, Aug. 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7786358.
- [10] J. M. Alemany, D. Moitre, F. Magnago, "Power System Reliability Considering Combined Cycle Plants", IEEE Latin America Transactions, Vol. 8, No. 5, pp. 547 – 556, Sep. 2010. DOI: 10.1109/TLA.2010.5623508.
- [11] Y. Hegazy and J.M. Guldmann, "Reliability Pricing of Electric Power Service: A probabilistic production cost modeling approach", Ener Econ Vol. 21, No. 2, pp. 87-97, Feb. 1996. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00093-3](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00093-3)
- [12] S. N. Siddiqi, M. L. Baughman, "Reliability Differentiated Real-Time Pricing of Electricity", IEEE Trans. Power Systems, Vol.8, No.2, pp. 548-554, Mayo 1993. DOI 10.1109/59.260828
- [13] M. Dester, "Reliability of Electricity Supply Regarding the Integration of Intermittent Sources in Brazil's Power Mix, " IEEE Latin America Transactions, Vol. 14, No. 3, pp. 1302-1308, March 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7459613.
- [14] I. Matsukawa and Y. Fujii, "Customer preferences for reliable power supply: using data on actual choices of back-up equipment", The Rev. of Econ and Stat, Vol. 76, No. 3, pp. 434-446, Aug. 1994. DOI: 10.2307/2109969
- [15] N. S. Rau, Y. A. Hegazy, "Economic Analysis of Reliability Differentiated Service", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 858-871, May 1991. DOI 10.1109/59.76736
- [16] P. wang, Reliability Cost/Worth Considerations in Distribution System Evaluation, Ph.D. Thesis, University of Saskatchewan, Saskatchewan, Canada, 1998.
- [17] S. Dekrajangpetch, Auction Development for the Price-Based Electric Power Industry, Ph.D. thesis, Iowa State University, Iowa, USA. 1999.

- [18] P. Wang, Y. Ding, Y. Xiao, Technique to evaluate nodal reliability indices and nodal prices of restructured power systems, IEE Proc-Gen. Tran. & Dist., Vol. 152, No.3, May 2005. DOI 10.1049/ip-gtd:20041250
- [19] N. González, G. Gutierrez, "Nodal Reliability Pricing for Multiple Available Types of Classes End-Users", Power Con, Hangzhou, China, 2010, pp.1-6. DOI 10.1109/POWERCON.2010.5666581
- [20] "IEEE-Reliability Test System" Reported prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 14, pp.1010-1021, Aug. 1999. DOI 10.1109/59.780914
- [21] S. Espinosa, D. Arias, M. Yanez, "Economic Dispatch Hydrothermal System with CO<sub>2</sub> Emissions Constraints", IEEE Latin America transactions, Vol. 15, No. 11, pp. 2090-2096, Nov. 2017. DOI 10.1109/TLA.2017.8070413
- [22] Steffen Rebennack, Niko A. Iliadis, Mario V.F. Pereira, and Panos M. Pardalos, "Electricity and CO<sub>2</sub> Emissions System Prices Modeling and Optimization", IEEE Bucharest Power Tech Conference Bucharest, Romania. June 28th - July 2nd, 2009.
- [23] Y. Shi, Y. Liu, N. Pang, "Optimization of Electric Power Source Structure under the Constraint of CO<sub>2</sub> Emission", International Conference on Information Management, Innovation Management and Industrial Engineering, Taipei, Taiwan, 19-21 Dec 2008. DOI 10.1109/ICIII.2008.162
- [24] J. C. Soto, G. G. Alcaraz, "Fuel Contract Acquisition for Economic Operation by the Supply Chain Method", IEEE Latin America Transactions, Vol. 11, No. 5, pp. 1201 - 1211, Sep. 2013. DOI: 10.1109/TLA.2013.6684395
- [25] E. Denny, and M. O'Malley, "Wind Generation, Power System Operation, and Emissions Reduction", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 21, No. 1, Feb 2006. DOI 10.1109/TPWRS.2005.857845
- [26] Y. Demirel, A. Demiroren, "Economic and Minimum Emission Dispatch", [http://www.emo.org.tr/ekler/dad3b5b2200b598\\_ek.pdf](http://www.emo.org.tr/ekler/dad3b5b2200b598_ek.pdf)
- [27] Kulkarni, P.S., Kothari, A.G., and Kothari, D.P., "Combined Economic and Emission Dispatch Using Improved Backpropagation Neural Network", Elect Mach and Power Systems, Vol. 28, No. 1, pp.31-44. Nov. 2010. <https://doi.org/10.1080/073135600268496>



**N. González Cabrera** recibió el grado de Doctor en Ciencia de la Ingeniería Eléctrica por parte del Instituto Tecnológico de Morelia en el 2017. Actualmente es profesor titular en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Sus temas de interés son Planeación, Operación y Control de los Sistemas Eléctricos.



**J. Torres-Jiménez.** recibió el título de Ingeniero Electromecánico por parte del Instituto Tecnológico de Acapulco, en el 2000 y el grado de Maestría y Doctorado en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por parte del Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia, Michoacán, México, en el año 2004 y 2013 respectivamente. Es miembro del sistema nacional de investigadores del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. (CONACYT) México.



**J. M. García-Guzmán** recibió el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica por el Instituto Tecnológico Superior de Irapuato en 2012, respectivamente. Actualmente es profesor asociado en el Instituto Tecnológico Superior de Irapuato, cuenta con el Reconocimiento como Profesor con Perfil Deseable por parte del PRODEP. Sus áreas de interés son: análisis, modelado, simulación y optimización de sistemas eléctricos de potencia.



**J.P. Serrano - Rubio** recibió el grado de Doctor en Ciencias con Orientación en Computación en el Centro de Investigación en Matemáticas CIMAT en 2015. Actualmente es profesor del Instituto Tecnológico Superior de Irapuato (ITESI). Sus intereses de investigación incluyen Machine Learning, Computación Evolutiva, Procesamiento de Imágenes Médicas y el Internet de las Cosas.



**J.R. Rodríguez-Rodríguez** recibió el grado de Doctor en Ciencia de la Ingeniería Eléctrica por parte del Instituto Tecnológico de Morelia. Actualmente es profesor asociado en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Sus temas de interés son Electrónica de potencia, Redes Eléctricas Inteligentes y Fuentes de Energía Renovable.