

Economic Dispatch in Micro-Grids with Alternative Energy Sources and Batteries

H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, F. D. Santillan-Lemus, A. Valderrabano-Gonzalez, R. I. Samper-Torres

Abstract— The problem of economic dispatch in a micro-grid interconnected to the conventional electrical system consists of optimizing the operating cost to satisfy the different operating requirements and the demand for electrical power required by the users. In the development of this proposal, there are challenges caused by the random nature of electricity generation systems based on renewable energy sources, for an adequate operation of the micro-grid, which can be solved through systems Energy Storage System (BESS). This paper addresses the problem of optimal economic dispatch in a microgrid that includes an energy storage system based on a battery bank and interconnected to the main grid through a mathematical programming approach, considering the benefits for customers by reducing their demand of electrical power and taking into account the costs of treatment pollutants produced by conventional energy sources. The generation systems used to satisfy the energy demand of the customers within the interconnected micro-grid are: a) conventional diesel generators, b) wind generation systems, c) photovoltaic systems, d) a hydroelectric turbine, and e) a storage system based on electric batteries. The results of the effectiveness of the proposed mathematical model show that the demand for electrical power to the main grid can be reduced and customers obtain economic benefits by integrating the incentive-based demand response program into the energy management problem when environmental contingency events occur. The results show that when there are peaks in energy demand, the operating costs of the micro-grid increase by up to 380%. In the same way, when there are failures in renewable energy sources, storage systems (BESS) and diesel generators work at 100% of their capacities. The proposal is implemented in Lingo 17.0 software and simulation results show the feasibility of the proposal through the optimization of the operation of the micro-grid.

Index Terms— Microgrids, Renewable Energy, Economic Dispatch, Optimization.

I. INTRODUCCIÓN

Una micro-red eléctrica consiste en sistemas de generación distribuida que pueden utilizar energías renovables, sistemas de generación convencional, dispositivos de almacenamiento de energía (BESS) y clientes capaces de modificar su consumo de energía, además estas pueden estar conectadas a la red o trabajar en modo aislado [1].

H. Minor-Popocatl, Facultad de Ingenierías, UPAEP University, (hertwin.minor@upaep.mx).

O. Aguilar-Mejía, Facultad de Ingenierías, UPAEP University, (omar.aguilar@upaep.mx).

F. D. Santillan-Lemus, Universidad Politécnica de Tulancingo (fdanielsale@hotmail.com)

A. Valderrabano-Gonzalez, Facultad de Ingeniería, Universidad Panamericana, (avalder@up.edu.mx)

R. I. Samper-Torres, Facultad de Ingenierías, UPAEP University, (rodrigoivan.samper@upaep.edu.mx)

Cuando la micro-red opera en modo conectado los clientes están interconectados a una red eléctrica principal (REP), mientras que cuando opera en modo aislado, la micro-red opera en forma independiente de la red principal.

Cuando una micro-red trabaja en conjunto con una red eléctrica principal, el flujo de potencia eléctrica puede ir de la micro-red hacia la red principal cuando se tiene un excedente de producción de energía y de la red principal hacia la micro-red cuando la generación de energía producida y almacenada por la micro-red no es suficiente para satisfacer la demanda de potencia de los clientes [2]. Las fuentes para la generación de energía que se emplean para satisfacer la demanda de potencia eléctrica de una micro-red puede ser a través de fuentes de energía convencionales o despachables (hidroeléctricas, generadores diésel, máquinas de ciclo combinado etc.), fuentes de energías renovables (RES) o una combinación de ambas [3]. En los últimos tiempos el uso de sistemas de generación eléctrica basados en fuentes de energías renovables combinadas con sistemas de generación de energía convencionales, se emplean para satisfacer la demanda de potencia eléctrica que requieren los clientes, son una importante alternativa debido a los beneficios ambientales y económicos cuando se optimiza el costo de operación de todos los elementos.

Se conoce como gestión energética de una micro-red al proceso de optimizar una función objetivo (minimizar costos, maximizar la confiabilidad, etc.) y establecer el despacho óptimo, así como las cantidades de energía que deberán entregar los generadores convencionales, RES y la operación del sistema de almacenamiento basado en baterías [4].

Desde esta perspectiva, los costos de compra y venta de energía desde y hacia la red principal son asimétricos y dependen de los horarios y del tipo de carga. Desde la perspectiva comercial, se utiliza un programa de incentivos económicos a los consumidores para estimular la disminución de consumo de energía, en los horarios de mayor consumo considerando que se debe disminuir significativamente la demanda de potencia eléctrica, incentivando el uso e instalación de sistemas de generación distribuida [5,6].

En la mayoría de las áreas urbanas existe una alta concentración de contaminantes en el aire, por lo cual se legislan políticas ambientales para tomar acciones cuando surgen contingencias ambientales (EC). Cuando se presentan estas situaciones en el transcurso del día, las operaciones de los generadores diésel se ven afectadas al tener que reducir la emisión de contaminantes o en su caso regenerar los gases emitidos, el cual puede ser complementado a través de un

programa de reducción de la demanda energética (EDR), lo que tiene un impacto de atenuación directo en la generación de energía a partir de la quema de combustibles fósiles [7]. La inclusión de un EDR genera opciones de funcionamiento más adecuadas tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda de la micro-red [8]. De acuerdo con [8,9] los programas de EDR conducen a una reducción de los costos operativos de las micro-redes y a una mejora de las operaciones, proporcionando cierto grado de flexibilidad de la red y ayudando a mitigar el efecto de tener RES intermitentes [9]. En [7] se realiza una propuesta de micro-red que considera fuentes de energías renovables y convencionales, sin embargo, estas propuestas no consideran EDR y situaciones de contingencia ambiental; y tampoco toma en cuenta el aspecto del costo de regeneración de contaminantes.

En [5] se presenta un enfoque de optimización cooperativa multiobjetivo para la gestión energética de microrredes conectadas a una red eléctrica convencional, y se introduce el concepto del índice de desempeño independiente (IPI) para micro-redes. El IPI se utiliza para reducir el intercambio de energía con la red principal, incrementado la independencia de las micro-redes. La propuesta mejora las emisiones de CO₂ entre un 13.4 y un 9.2 para el caso presentado, sin embargo, no considera regeneración de otros contaminantes como SO₂ y NO_x, así como un programa de reducción de la demanda (EDR).

En [6] se propone una gestión inteligente de una red de distribución a través de un enfoque de programación matemática; la propuesta integra recursos provenientes de generación distribuida, un sistema de almacenamiento de energía y la satisfacción de la demanda, a través de una estrategia de respuesta, en la cual el operador del sistema de distribución (DSO) usa la flexibilidad de los centros de energía para satisfacer los requerimientos de operación, los resultados mostrados presentan una reducción en las cargas máximas del centro de energía y la red de distribución de un 29% y un 14% respectivamente. También se resalta el hecho de que los costos de operación se reducen en un 10% y 14%. El autor considera las cargas eléctricas y térmicas flexibles como restricciones. Existen numerosas ventajas en la operación de una micro-red cuando opera en modo conectado como lo son: la fiabilidad del suministro eléctrico, la calidad de la energía, la reducción de costos, la disminución de pérdidas en las líneas de transmisión y de distribución [2].

En [10] un sistema de gestión energética para una micro-red, interconectada a una red principal es presentado. En este caso la micro-red utiliza fuentes de energía renovables y un sistema de almacenamiento. El enfoque presentado gestiona el efecto de las variaciones de irradiación en diferentes días y estaciones del año para conocer su impacto en el horario diario de la micro-red. Las incertidumbres en la potencia de salida de sistemas fotovoltaicos (PV) y sistemas de generación eólicos (WT), así como el error de pronóstico de la demanda de carga y los cambios en el suministro de la red se utilizan para determinar la gestión óptima de la micro-red, sin embargo, no se considera el intercambio de potencia con la red conectada. Por otro lado, en [11] se presenta una propuesta de una micro-red, donde se

combinan los sistemas de generación de energía basados en fuentes renovables y sistemas de generación convencionales, también se aborda los costos para el tratamiento de contaminantes generados por las fuentes convencionales y los costos de operación de la micro-red.

Un modelo para analizar la generación y almacenamiento de electricidad en la micro-red es abordado en [7], con el propósito de analizar la gestión de la energía para satisfacer la demanda de carga con costos de producción y minimizar las emisiones de CO₂. Por otro lado, en [9] se propone un modelo de optimización basado en programación no lineal de enteros mixtos (MINLP) para resolver el despacho económico de unidades de cogeneración que contenidas en una micro-red que considera unidades de calor (heat-only units), sistemas eólicos, fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de energía. Un aspecto a resaltar es la consideración de la incertidumbre en las fuentes de energías renovables, sin embargo, aquí no es abordado el concepto de regeneración de contaminantes y tampoco un EDR.

En [12] se aborda un enfoque de modelado de la incertidumbre basado en el método de estimación de dos puntos de Hong T-PEM para la programación óptima del día anterior de un sistema de distribución inteligente (SDS) donde se busca minimizar el costo funcional de energía y los requisitos de reserva de SDS en presencia de generadores eólicos, generadores Diésel y BESS considerando las incertidumbres de la producción eólica y la demanda de carga. Sin embargo, no se considera el concepto de regeneración de contaminantes y tampoco un EDR.

Con base al método de programación matemática en [13], se presenta un algoritmo completamente distribuido, que gestiona de manera flexible el problema de despacho económico dinámico (DED) para micro-redes incorporando almacenamiento. Desde la perspectiva del control óptimo de un sistema dinámico en un período de tiempo finito, se establece un modelo de despacho económico dinámico para microrredes con almacenamiento de energía en baterías.

En [8] se presenta un algoritmo flexible para resolver el problema de despacho económico combinado de calor y energía (CHP), que se resuelve en dos niveles. El nivel más alto es la optimización de la función dual sustituta para las restricciones globales relajadas, mediante los multiplicadores de Lagrange. En los niveles inferiores se tratan los subproblemas considerando sus limitaciones locales. En esta propuesta se aborda el problema de una micro-red, que considera solo fuentes de energía convencionales interconectados a la red principal de energía eléctrica. Aquí es importante resaltar que no se aborda el concepto de regeneración de contaminantes que producen los generadores convencionales.

El enfoque propuesto en este trabajo considera un análisis al problema del despacho económico, desde una perspectiva de programación matemática, utilizando una micro-red interconectada a una red principal. La micro-red se compone de sistemas de generación que utilizan fuentes de energía renovables y no renovables, como son: sistemas de generación eólicos (WT), sistemas de generación fotovoltaico (PV), una planta hidroeléctrica (PH), generadores eléctricos diésel (DG),

un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías eléctricas (BESS) y un conjunto de clientes (CD) con demandas específicas. Se propone un modelo matemático para establecer la gestión óptima de la micro-red con las condiciones establecidas anteriormente buscando minimizar una función objetivo, que se compone de los costos de operación de los generadores diésel, los costos de operación de un EDR y los costos de intercambio de energía de la micro-red con la red principal, además de satisfacer un conjunto de restricciones que establecen las condiciones de operatividad de la micro-red. La Tabla I resume la comparación entre la propuesta de este trabajo y otros artículos relacionados con la solución del despacho económico. Las principales aportaciones de este trabajo se pueden describir a continuación:

- Se propone un modelo de programación matemática para la gestión de una micro-red interconectada una red principal.
- El modelo propuesto incorpora una combinación de fuentes de energía convencionales y renovables.
- Se considera la variación en la demanda de las cargas por parte de los usuarios de las fuentes de energía renovables.
- El modelo considera un esquema de beneficios sobre la reducción de la demanda por parte de los clientes, y estos a su vez obtienen una bonificación económica.
- El modelo incorpora el costo del tratamiento de los gases producidos por la generación de contaminantes durante los periodos de contingencia ambiental.
- La propuesta tiene la capacidad de almacenar de la micro red y entregar energía a la micro red.

El resto del trabajo se encuentra organizado de la siguiente manera: En la sección II se describe el modelo con un enfoque de Programación Matemática. En la sección III se presentan los casos de estudio. En la sección IV se realiza el análisis de 3 condiciones operativas. Finalmente, en la sección V los resultados de la propuesta son presentados.

TABLA I
ELEMENTOS EN LA MICRO RED UTILIZADOS EN LA LITERATURA Y EN LA PROPUESTA PARA RESOLVER EL DESPACHO ECONÓMICO

	PV	WT	DG	EDR	BESS	REP	EC	PH
[6]	√	√	√	*	√	*	*	*
[7]	*	*	√	√	√	*	*	*
[8]	√	√	√	*	√	√	*	*
[9]	*	*	√	*	*	√	*	*
[10]	√	√	√	*	√	√	*	*
[11]	√	√	√	*	√	√	√	*
[12]	√	√	*	*	√	√	*	*
[13]	√	√	√	√	√	√	*	*
Nue stro Tra bajo	√	√	√	√	√	√	√	√

II MODELO MATEMÁTICO

El despacho económico para micro-redes [3] tiene dos aspectos abordados en la literatura, el primero se refiere a una formulación denominada problema del despacho económico dinámico (DED) [12] y el segundo se denomina problema del

despacho económico estático (EED), que determina la prioridad y modo de operación de los equipos de generación de energía en función de las condiciones de operación del sistema en cada período independiente. El DED se diferencia del problema del EED al incorporar restricciones de velocidad de rampa del generador [14]. El despacho económico es un enfoque para determinar la programación óptima de los generadores, en este sentido el despacho económico de micro-redes presenta un problema de optimización de enteros mixto (MILP), no lineal, altamente restringido que escala exponencialmente con el uso de sistemas de almacenamiento de energía y las diversas alternativas de generación de energía [2]. Por lo tanto, la solución para satisfacer las demandas de carga de los clientes entre las unidades generadoras disponibles de una manera económica, segura y confiable ha recibido una atención considerable [5, 8, 15].

Para el problema planteado a continuación se presentan a detalle los índices, parámetros y variables de decisión, así como la función objetivo y las restricciones del modelo.

A. Conjuntos

I Conjunto de generadores convencionales diésel i

J Conjunto de clientes j conectados a la micro-red con programa EDR.

T Conjunto de periodos t analizados.

K Conjunto de contaminantes k considerados para la regeneración.

B. Parámetros

w Ponderación del costo de las DG para el programa EDR.

a_i Coeficiente cuadrático de la función de costo del generador convencional diésel i .

b_i Coeficiente lineal de la función de costo del generador convencional diésel i .

γ_c Precio de compra de la red.

γ_v Precio de venta hacia la red principal.

$\lambda_{j,t}$ Factor del costo para el cliente j en el periodo t para el programa EDR.

θ Tipo de cliente para la priorización en el programa EDR.

$K1_j$ Coeficiente cuadrático del cliente j para la función de costo del programa EDR.

$K2_j$ Coeficiente lineal del cliente j para la función de costo del programa EDR.

α_t Condición de contingencia medioambiental en el periodo t .

β_k Coeficiente de tratamiento para la clase k^{th} de emisiones contaminantes

DT_t Demanda total en el periodo t .

DR_i Límite de rampa inferior del generador convencional i .

UR_i Límite de rampa superior del generador convencional i .

UB Presupuesto total del programa EDR.

CM_j Límite de corte de energía diario para el cliente j .

SoC_{ss_t} Estado de carga BESS en el tiempo t .

η_{ss} Eficiencia del BESS.

Cap_{ss} Capacidad del BESS.

C_i Función de costo del generador convencional.

C_r Función de intercambio comercial con la red superior.

C_b Función de costo para el descuento al cliente en el programa EDR.

C_k Función de costo de regeneración de los gases emitidos por los generadores convencionales.

C. Variables de Decision

Pw_t Potencia generada por el sistema eólico en el período t .

Ps_t Potencia generada por el sistema solar en el periodo t .

Ph_t Potencia generada por la planta hidroeléctrica en el periodo t .

Pss_t Energía transferida por el sistema BESS en el periodo t .

Pr_t Potencia transferida por la red eléctrica convencional en el periodo t

$P_{i,t}$ Energía entregada por el generador diésel i en el periodo t .

$x_{j,t}$ Energía reducida por el j -ésimo cliente en el programa EDR en el periodo t .

$y_{j,t}$ Compensación monetaria para el j -ésimo cliente en el periodo t en el programa EDR.

La función objetivo (1) minimiza los costos totales.

$$\text{Min} \left\{ (w) \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I C_i(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T C_r(Pr_t) \right] + (1-w) \left[\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J C_b(Pdr_{j,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_k C_k(P_{i,t}) \right] \right\} \quad (1)$$

En (2) se muestra el costo operativo del generador convencional como una función cuadrática de la generación de energía activa.

$$C_i(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} \quad (2)$$

En (3) el intercambio de energía es definido de acuerdo con el contrato comercial con la red principal.

$$C_r(Pr_t) = \begin{cases} \gamma_c Pr_t & Pr_t > 0 & \text{Energía tomada de la red superior} \\ 0 & Pr_t = 0 & \text{Desconectado} \\ -\gamma_v Pr_t & Pr_t < 0 & \text{Energía entregada a la red superior} \end{cases} \quad (3)$$

En (4) y (5) se representa el monto del descuento a cada uno de los clientes en EDR según su prioridad, factor de costo y reducción del consumo permitido.

$$C_b(Pdr_{j,t}) = y_{j,t} - \lambda_{j,t} x_{j,t} \quad (4)$$

$$C(\theta, x) = (K_1 x^2 + K_2 x - K_2 x \theta) \quad (5)$$

En (5) el comportamiento del costo incurrido por un cliente de tipo θ se normaliza a $[0,1]$ que disminuye el consumo de energía x en función de la potencia reducida en EDR hacia el administrador de la micro-red se describe por (5), K_1 y K_2 son los coeficientes cuadráticos y lineales de la función de costo del programa EDR. En (6) se describe el comportamiento de los costos de regeneración de la k^{th} clase de contaminantes y la definición de su operación en una situación de contingencia ambiental.

$$\alpha = \begin{cases} 0 & \text{Operación normal} \\ 1 & \text{Contingencia ambiental activa} \end{cases} \quad C_k(P_{i,t}) = \alpha_t \beta_k P_{i,t} \quad (6)$$

En (7) se establece el balance energético en el bus y se asegura que la energía generada sea igual a la demanda total.

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + Pw_t + Ps_t + Ph_t + Pr_t + Pss_t = DT_t - \sum_{j=1}^J x_{j,t} \quad (7)$$

De (8) a (13) se definen los límites operativos de los generadores convencionales.

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} \quad (8)$$

$$0 \leq Pw_t \leq W_t \quad (9)$$

$$0 \leq Ps_t \leq S_t \quad (10)$$

$$0 \leq Ph_t \leq H_t \quad (11)$$

$$-Pr_{\max} \leq Pr_t \leq Pr_{\max} \quad (12)$$

$$-Pss_{\max} \leq Pss_t \leq Pss_{\max} \quad (13)$$

En (14) se describen los límites de ajuste para los generadores diésel de tipo rampa, que siempre están conectados a la micro-red y generando energía eléctrica.

$$DR_i \leq P_{i,t+1} - P_{i,t} \leq UR_i \text{ para } t = 1, 2, 3, \dots, T-1 \quad (14)$$

En (15) se asegura que el incentivo diario total recibido por el cliente sea igual o mayor que su costo de interrupción diaria.

$$\sum_{t=1}^T [y_{j,t} - (K_1 j x_{j,t}^2 + K_2 j x_{j,t} - K_{2,t} x_{j,t} \theta_j)] \geq 0 \quad (15)$$

En (16) se asegura la mayor reducción de energía de los clientes para obtener el mayor beneficio

$$\sum_{t=1}^T [y_{j,t} - (K_1 j x_{j,t}^2 + K_2 j x_{j,t} - K_{2,t} x_{j,t} \theta_j)] \geq \sum_{t=1}^T [y_{j-1,t} (K_{1,j-1} x_{j-1,t}^2 + K_{2,j-1} x_{j-1,t} - K_{2,j-1} x_{j-1,t} \theta_{j-1})] \quad (16)$$

para $j = 2, 3, \dots, J$

En (17), se establece que el incentivo total pagado, debe ser menor a un límite (UB presupuestado) de modo que no impacte la utilidad financiera de operación de la compañía.

$$\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J y_{j,t} \leq UB \quad (17)$$

En (18) se determina que la potencia diaria total limitada por cada cliente sea menor que su capacidad de energía interrumpible diaria.

$$\sum_{t=1}^T x_{j,t} \leq CM_j \quad (18)$$

En (19) y (20) se modela el rendimiento operativo dinámico de la unidad BESS

$$SoC_{ss,t+1} = SoC_{ss,t} - \frac{\eta_{ss,t} Pss_t}{Cap_{ss}} \quad (19)$$

$$\begin{cases} Pss_t > 0 & \text{En estado de descarga} \\ Pss_t < 0 & \text{En estado de carga} \\ Pss_t = 0 & \text{Almacenaje inactivo} \end{cases}$$

$$SoC_{ss,\min} \leq SoC_{ss,t+1} \leq SoC_{ss,\max} \quad (20)$$

En (21) se define el dominio de las variables:

$$i, j, k, t \in \mathbb{N}, Pw_t, Ps_t, Ph_t, P_{i,t}, x_{j,t} \in \mathbb{R}^+ \cup \{0\} Pr_t, Pss_t \in D: \{x \in \mathbb{R} \mid |x| \leq x_{\max}\} x_{\max} \in \mathbb{R}^+, \alpha = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases} \quad (21)$$

III CASO DE ESTUDIO

Para el problema de despacho económico descrito en las ecuaciones (1-21), se presenta un caso de estudio representado en la Fig. 1, el cual consiste en una micro-red con una estructura basada en un bus de corriente alterna (CA) que consta de: 2 generadores diésel (P_1 , P_2), un sistema de conversión eólica (PW), un sistema de generación fotovoltaico (PS), una planta hidroeléctrica (PH), la interconexión con la red de energía eléctrica convencional para transferencia de energía de manera bidireccional (Pr) delimitada por un acuerdo comercial, un sistema de almacenamiento de energía con baterías (PSS), seis clientes (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5 y D_6). Para los casos de simulación se considera un intervalo de operación de 24 horas continuas. Las condiciones generales del caso se encuentran establecidas de acuerdo con las condiciones requeridas dentro del proyecto CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética. El objetivo es minimizar el costo total de la operación en el intervalo de tiempo de estudio, cumpliendo con todas las restricciones establecidas.

Los valores de entrada para PW_t y PS_t están basadas en las lecturas de velocidad del viento con un anemómetro instalado a una altura de 12 m. Para estimar la irradiación global estocástica y difusa por hora, se utilizó el modelo de plano inclinado simplificado en la ubicación a $18^\circ 53' 33,356 N$, $99^\circ 17' 21,335 W$ a 1570 m. sobre el nivel del mar.

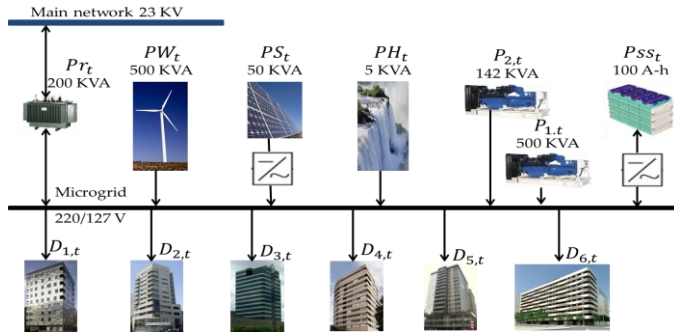


Fig. 1. Diagrama general del caso de estudio.

La demanda total de energía (DT_t), requerida por los usuarios es estimada en base en el procedimiento descrito en [16] el cual supone una distribución normal con una media de 385.2083 [KWA] y una desviación estándar del 43.2550, resaltando que el administrador de la micro-red es el encargado de gestionar el sistema eléctrico de modo que se cumpla la entrega de la demanda total establecida.

Los periodos de inicio y termino de la contingencia ambiental (EC) se define por el valor binario α_t , que determina el inicio o suspensión del sistema de regeneración de contaminantes CO_2 , SO_2 y NO_x emitidos por generadores convencionales de acuerdo con lo establecido en [15]. El coeficiente de reducción de la demanda de consumo de energía para cada cliente programado $\lambda_{j,t}$ en el programa EDR, se muestra en la Tabla II. Por otro lado, la propuesta considera la ponderación de los costos de generación e interconexión convencionales w con un valor de 0,5, es decir se establece que ambos costos tienen el mismo peso dentro de la función objetivo. El costo de consumo se calcula en dólares

estadounidenses (\$ USD) por KVA-h transferido de la red principal, presentando un comportamiento asimétrico de las tarifas, dependiendo del horario de consumo; bajo consumo, demanda promedio y hora pico, de manera que la venta es de \$ 0.30, \$ 0.54 y \$ 1.00 y los costos de compra son \$ 0.79, \$ 0.96 y \$ 2.80 respectivamente de acuerdo con lo establecido en [15]. Las capacidades máximas de las plantas generadoras son: $W_{t,max}$ 500 KVA, $S_{t,max}$ 50 KVA, $H_{t,max}$ 5 KVA y las condiciones de contrato e instalación solo permiten la máxima transferencia de energía 200 KVA con la red principal y el bono de presupuesto máximo en EDR es de \$ 600.00. Además, la capacidad del banco de baterías es de 100 Amp-hr con una potencia de transferencia máxima $PSS_{t,max}$ de 4.4 KW y una eficiencia η_{ss} 0.8 de acuerdo con lo establecido en [15].

En la Fig. 2 se muestra el pronóstico de potencia generada por el sistema de generación eólica y fotovoltaica. En la Fig. 3 se muestra la curva de la demanda de Potencia eléctrica de la micro-red.

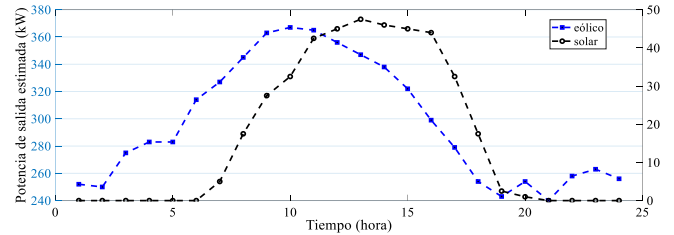


Fig. 2. Pronóstico de la potencia generada por el sistema eólico y fotovoltaico.

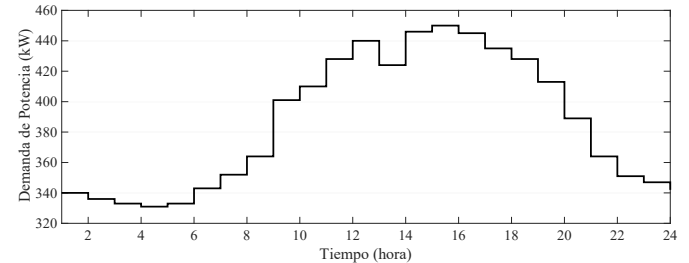


Fig. 3. Curva de la demanda de Potencia eléctrica de la micro-red.

TABLA II
PROGRAMA EC, DEMANDA TOTAL
Y FACTOR DE INTERRUPCIÓN EN EDR

T	α_t	$\lambda_{j,t}$	T	α_t	$\lambda_{j,t}$
1	0	1.57	13	0	7.3
2	0	1.4	14	0	7.8
3	0	2.2	15	0	8.5
4	0	3.76	16	0	7.1
5	0	4.5	17	0	6.8
6	0	4.7	18	1	6.3
7	1	5.04	19	1	5.8
8	1	5.35	20	1	4.2
9	1	6.7	21	0	3.8
10	0	6.16	22	0	3.01
11	0	6.38	23	0	2.53
12	0	6.82	24	0	1.42

En la Tabla III se muestran los coeficientes de costo y límites operativos de los generadores convencionales, así como los coeficientes de regeneración β_k para CO_2 , SO_2 y NO_x , los cuales son: 0,3, 0,5 y 0,8 respectivamente de acuerdo con lo establecido en [15]. La tabla IV muestra los datos de entrada de

los coeficientes de la función de costo en el descuento del programa EDR, así como la clasificación en priorización de cada uno de los clientes.

TABLA III
COEFICIENTES DE COSTO Y LÍMITES OPERATIVOS DE GENERADORES CONVENCIONALES

i	a_i	b_i	$P_{i,min}$ (KVA)	$P_{i,max}$ (KVA)	DR_i (KVA)	UR_i (KVA)
1	0.05	0.35	0	142	3	142
2	0.07	0.25	0	500	5	500

TABLA IV
COEFICIENTES DE COSTO DEL CLIENTE EN EDR Y SU CLASIFICACIÓN DE PRIORIDAD

j	$K1_j$	$K2_j$	θ_j	CM_j
1	1.079	1.32	0	45
2	1.378	1.63	0.45	38
3	1.847	1.64	0.9	52
4	1.152	1.15	0.35	27
5	1.534	1.18	0.28	15
6	1.631	1.58	0.64	29

IV RESULTADOS

El modelo de la micro-red de CA mostrada en la Fig. 1, y descrito en las ecuaciones (1-21), con los datos de entrada definidos para los casos de estudio, es abordado mediante la implementación del modelo matemático a través del software Lingo 17.0. La implementación es realizada a través de una computadora con un procesador AMD A12-9700P Core 4C 64-bit a 2.5 GHz con 8GB de RAM.

A. Caso 1: Funcionamiento Normal

En el *Caso 1*, se considera que la autoridad ambiental emitió contingencia de las 7:00 hrs a las 9:00 hrs; y de las 18:00 hrs a las 20:00 hrs. Como se esperaba, la solución al problema del despacho económico de la micro-red, es utilizar toda la producción estimada por las RES.

En la Fig. 4 se muestran los resultados de los valores de carga de los generadores diésel, así como la potencia que gestiona el banco de baterías, la potencia total que deben de reducir los clientes, las potencias que suministran los RES y la compra-venta de energía eléctrica a la REP para satisfacer la demanda de la micro-red, para el *Caso 1*. Los resultados del modelo matemático muestran que, durante los periodos de contingencia ambiental, para el *Caso 1*, la contribución de los generadores convencionales diésel se reduce al mínimo, para reducir la emisión de contaminantes, pero los generadores diésel permanecen trabajando y conectados al bus de CA.

En la Fig. 5 se muestra el impacto del programa EDR en la demanda de la potencia eléctrica de los usuarios y la potencia despachada por el modelo matemático. En la Fig. 6 se muestra el comportamiento de la compra y venta de energía a la REP. Además, los resultados de la propuesta muestran que el sistema de baterías tiene periodos de carga, y de descarga que ocurre principalmente después de las 14:00 horas.

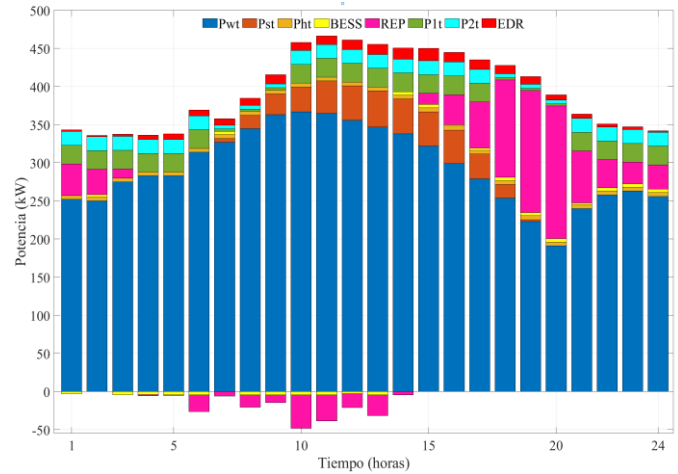


Fig. 4. Resultados del despacho óptimo de energía para los elementos que conforman la micro-red, *Caso 1*.

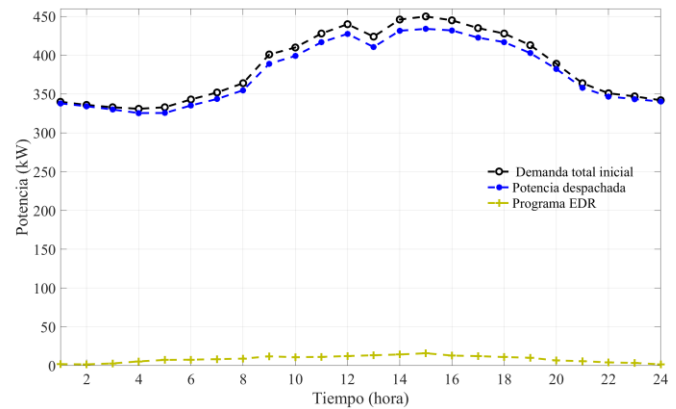


Fig. 5. Impacto del programa EDR la demanda de carga, para el *Caso 1*.

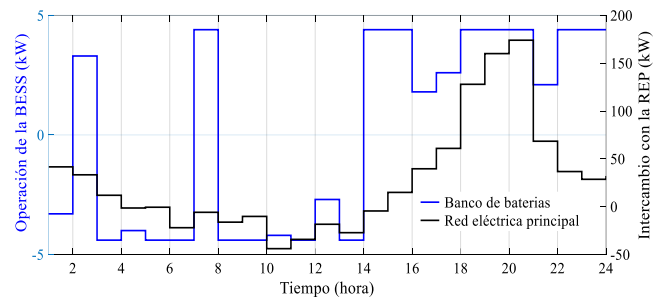


Fig. 6. Resultados de la gestión de energía del BESS y del intercambio de energía con la REP, para el *Caso 1*.

El valor de la función objetivo es \$ 1,341.05, que representa el saldo de gastos operativos del ciclo de análisis, para atender una demanda total de 9,245 KVA, de los cuales 203,6 KVA son gestionados por el programa de despacho económico asignados al EDR.

Caso 2: Sobrecarga Durante los Periodos 14 al 19.

En el *Caso 2*, se simula un incremento en la demanda de potencia en los periodos 14 al 19, además de las condiciones operativas del *Caso 1*. Los resultados del modelo matemático para la gestión de operación de cada uno de los elementos de la micro-red para el *Caso 2* se muestran en la Fig. 7.

En la Fig. 8 se puede observar que la condición de sobrecarga es atendida por la REP, por consiguiente, en los periodos del 15

al 19 la compra de energía a la REP está en los valores máximos permitidos. En la Fig. 9 se observa que el programa EDR aumenta notablemente en el horario de sobre carga, pero el total de compensación económica a los usuarios no rebasa la cantidad máxima de bonificación total.

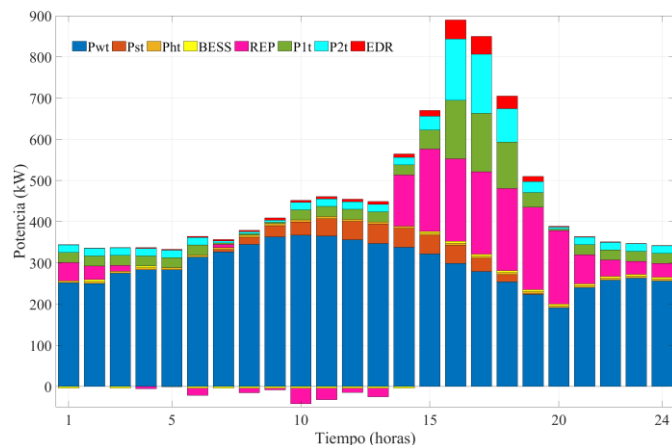


Fig. 7. Resultados del despacho óptimo de energía para los elementos que conforman la micro-red, para el *Caso 2*.

Cuando la restricción de la red eléctrica principal se cumple, los generadores diésel compensan la potencia requerida para satisfacer la carga programada, como se muestra en la Fig. 10.

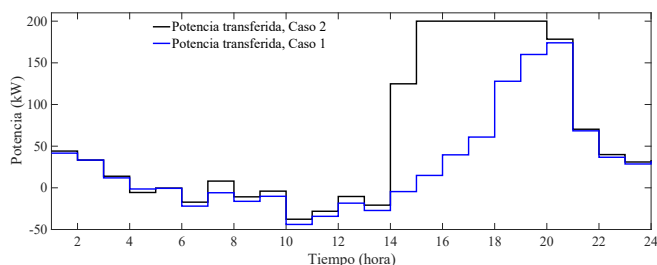


Fig. 8. Intercambio de energía eléctrica entre la red eléctrica principal y la micro-red.

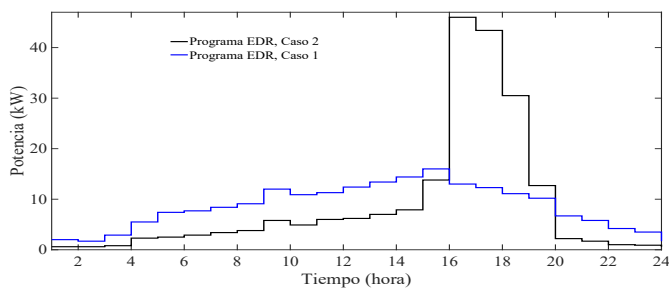


Fig. 9. Comparación del programa EDR, entre *Caso 1* y el *Caso 2*.

En el *Caso 2*, el valor de la función objetivo es \$ 6,425.67, lo que representa un aumento de \$ 5,084.62 con relación al *Caso 1*. El aumento del 380% en el costo operativo de la micro-red para satisfacer la demanda de energía se debe al aumento en demanda en las horas picos, lo que demuestra que el programa de ahorro energético es fundamental para disminuir los costos de operación de la micro-red. En este sentido, la demanda total registró un incremento de 1,568 kW, que fue compensado por los siguientes valores: la red principal aportó 796.8 kW, el generador 1 aportó 399.1 kW y el generador 2 aportó 369.7 kW; mientras que el programa EDR se mantuvo con una variación media de 3.9 kW.

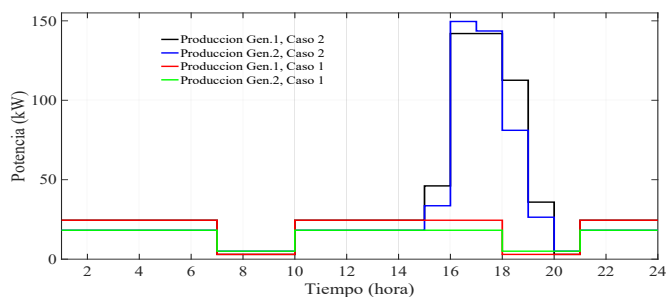


Fig. 10. Producción de los generadores diésel ante diferentes condiciones operativas definidas para el *Caso 1* y en el *Caso 2*.

B. *Caso 3: Falla de las RES y Sobrecarga en Horas Pico*

Para la simulación del *Caso 3*, se consideran las condiciones de los casos 1 y 2, más una falla en la interconexión de las fuentes eólica y fotovoltaica. En la Fig. 11 se muestran los resultados obtenidos que arroja la solución del modelo matemático propuesto para la condición operativa que se describe para el *Caso 3*.

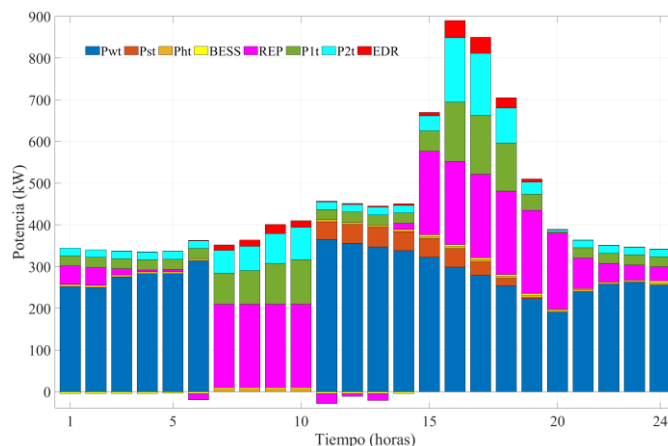


Fig. 11. Resultados del despacho óptimo de energía para los elementos que conforman la micro-red, para el *Caso 3*.

En los resultados de la simulación del *Caso 3*, se puede observar que en los periodos 7 a 10, la gestión realizada para compensar la demanda de potencia eléctrica, la realizan el BESS, los generadores diésel y la REP; las cuales operan a su máxima capacidad definidas por las estimaciones de los valores de entrada y las restricciones del modelo matemático.

En el período 11, cuando ya no se presenta contingencia ambiental y se restablece el sistema P_w , el BESS pasa a estado de carga, por lo cual, la gestión de la micro-red realiza las acciones para transferir potencia eléctrica a la red eléctrica principal; de manera sincrónica, también se reduce significativamente la potencia entregada por los dos generadores convencionales diésel. En la Fig. 12 se muestra el intercambio de energía con la red principal donde los casos positivos se refieren a la compra de energía y los valores negativos se refieren a su venta para todos los eventos.

La Fig. 13 muestra el aporte energético de los generadores convencionales, su aporte se aprecia durante los picos de sobrecarga y durante los periodos de duración de las fallas de las RES y el notable aumento de la demanda en las horas pico. En la Fig. 14 se presenta el comportamiento de reducción de la

demanda del programa EDR. Con esta apreciación gráfica se observa la coherencia entre la atención técnica a la demanda y la estrategia de atención priorizando las RES.

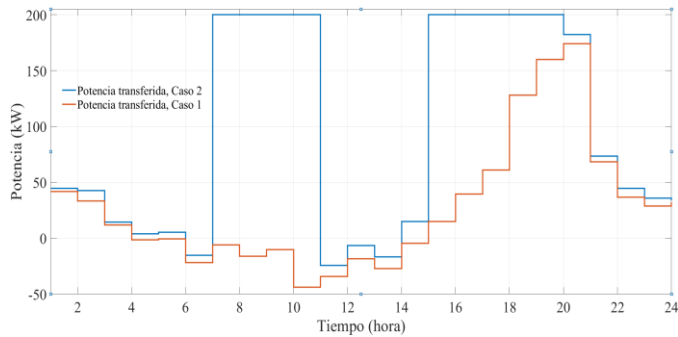


Fig. 12. Comparación del intercambio de energía eléctrica entre la red eléctrica principal y la micro-red, para el *Caso 1* y *Caso 3*.

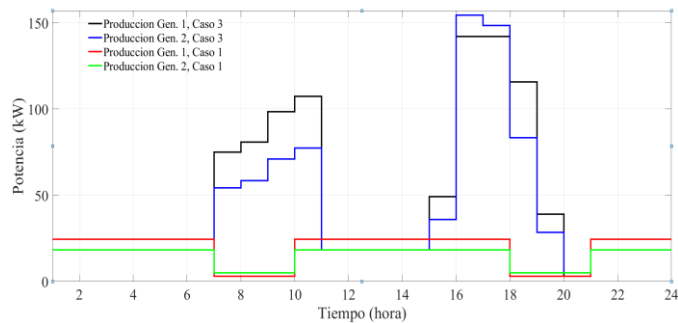


Fig. 13. Producción de los generadores diésel ante diferentes condiciones operativas definidas para el *Caso 1* y en el *Caso 3*.

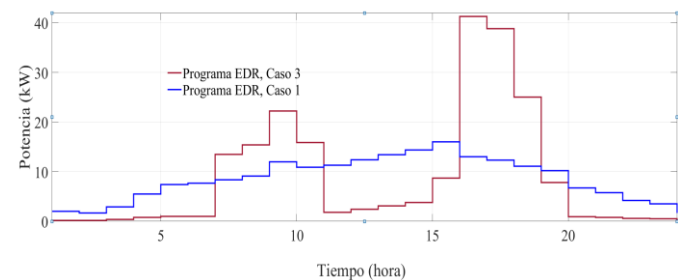


Fig. 14. Comparación del programa EDR, entre el *Caso 1* y *Caso 3*

En el *Caso 3*, el valor de la función objetivo alcanza un costo de \$ 9,036.01, lo que representa un incremento de \$ 7,694.97 con respecto al *Caso 1*, como resultado de una diferencia de 2,663 kW de potencia comprados a la red eléctrica tradicional, debido a la reducción de la generación eólica y solar. En este sentido, la demanda total de energía registró un incremento de 1,568 kW, sumado a -1,635 kW de los sistemas de generación solar y eólica. Los resultados muestran que el modelo matemático tiene gran robustez ante imprevistos, además, se mantiene en todo momento la coherencia entre la estrategia de reducción de emisiones contaminantes y la reducción de costos.

La Fig. 15 muestra la comparación del costo total de cada uno de los tres casos y la bonificación que reciben los clientes dentro del programa EDR. En la Fig. 16 se puede observar el comparativo de los niveles de potencia totales que entregan los elementos que integran la micro-red eléctrica para las tres diferentes condiciones operativas.

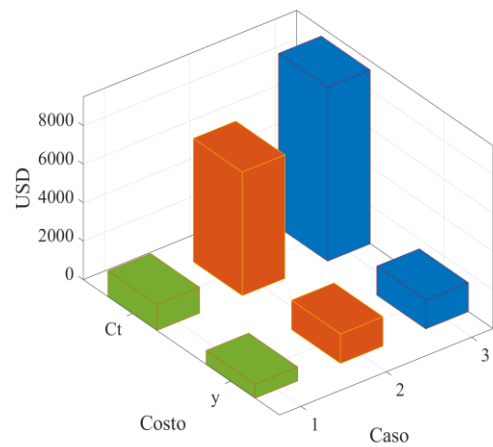


Fig. 15. Comparación del costo total (Ct) y bonificación que reciben los clientes debido al programa EDR.

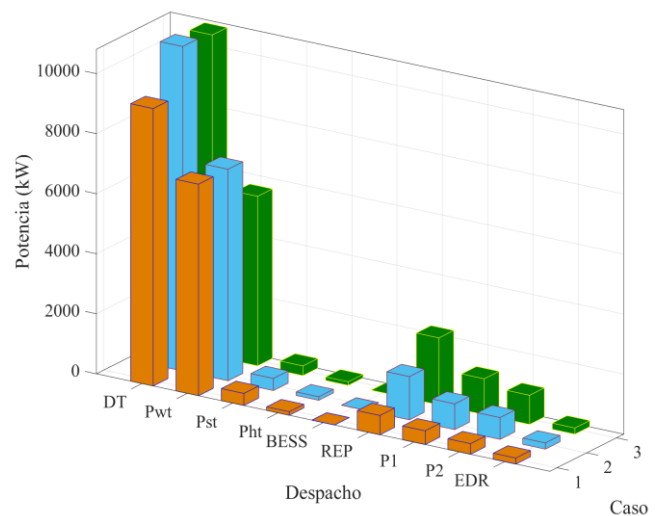


Fig. 16. Comparación de los niveles de potencia totales que entregan los elementos que integran la micro-red eléctrica.

V. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se propone un modelo de programación matemática innovador en la optimización de los costos y variables de operación, que integre todas las posibles variantes conocidas y estudiadas en una micro-red, que incluye sistemas de generación convencional, generación con fuentes de energía renovables, costos para la regeneración de contaminantes, sistema de almacenamiento y un programa de incentivos en la reducción de la demanda por parte del cliente.

De los principales resultados obtenidos de los escenarios contemplados en este trabajo, se puede mencionar lo siguiente:

Los resultados muestran al presentarse una contingencia ambiental, que el uso de los generadores convencionales se minimiza para reducir la emisión de contaminantes.

Los resultados muestran que al presentarse picos de demanda de energía los costos operativos de la microred se incrementan hasta en un 380%. De la misma forma cuando se presentan fallas en las fuentes de energía renovables los sistemas de almacenamiento (BESS) y los generadores diésel trabajan al 100% de sus capacidades.

A partir del análisis de sensibilidad del modelo matemático propuesto, ante diferentes condiciones operativas se establece

que la propuesta es robusta, y se ajusta de manera adecuada a diferentes condiciones operativas previstas y no previstas. Ya que, para las diferentes condiciones operativas presentadas, la propuesta ajusta los flujos de energía, la reducción de costos y la regeneración de contaminantes, cumpliendo con el objetivo de la investigación. Por lo tanto, la aplicación de esta herramienta matemática tiene una aplicación fundamental en el funcionamiento de una micro-red.

La solución de los estudios de caso prueba la robustez del modelo matemático con la posibilidad de salirse de la región convexa del modelo, manteniendo la atención a la demanda, encontrando el menor costo, y la minimización de emisión de contaminantes; por lo cual, podemos establecer que es de gran importancia contar con un modelo de programación matemática desarrollado para la gestión y manejo de las micro-redes. Como trabajos futuros se agregará al modelo matemático un programa de beneficios para el cliente para modificar el factor de potencia en su consumo para ayudar a maximizar la transferencia de energía de los generadores distribuidos; además de integrar los costos de depreciación del sistema de almacenamiento ya que en el caso de las baterías existe un período finito de ciclos de carga y descarga.

REFERENCIAS

- [1] Y. Zhang, N. Gatsis and G. B. Giannakis, "Robust Energy Management for Microgrids With High-Penetration Renewables," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, pp. 944-953, Oct. 2013.
- [2] A. A. Khodadoost, G. B. Gharehpetian, M. Abedi, "Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 745-757, May. 2019.
- [3] N.W.A. Lidula and A.D. Rajapakse, "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 186-202, Jan. 2011.
- [4] N. I. Nwulu and X. Xia, "Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response", *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 16-28, Feb. 2017.
- [5] H. Karimi and S. Jadid, "Optimal energy management for multi-microgrid considering demand response programs: A stochastic multi-objective framework", *Energy*, vol. 195, pp. 1-13 Mar. 2020.
- [6] V. Davatgaran, M. Saniei, S. S. Mortazavi, "Smart distribution system management considering electrical and thermal demand response of energy hubs", *Energy*, vol. 169, pp. 38-49, Feb. 2019.
- [7] I. Strnad and D. Škrlec, "An approach to the optimal operation of the microgrid with renewable energy sources and energy storage systems," *Eurocon 2013*, Zagreb, Croatia. 2013. pp. 1135-1140.
- [8] A. Sashirekha, J. Pasupuleti, N. H. Moïn, C.S. Tan, "Combined heat and power (CHP) economic dispatch solved using Lagrangian relaxation with surrogate subgradient multiplier updates", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, pp. 421-430, Jan. 2013.
- [9] F. Nazari-Heris, B. Mohammadi-ivatloo, D. Nazarpour, "Network constrained economic dispatch of renewable energy and CHP based microgrids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 110, pp. 144-160, Sep. 2019. .
- [10] L. Luo, S. S. Abdulkareem, A. Rezvani, M. Reza, S. Samad, Nahla Aljojo, M. Pazhoohesh, "Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty", *Journal of Energy Storage*, vol. 28, pp. 1-12, Apr. 2020.
- [11] W. Zheng, W. Wu, B. Zhang, H. Sun, Q. Guo and C. Lin, "Dynamic economic dispatch for microgrids: A fully distributed approach," *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, TX, USA. 2016, pp. 1-3.
- [12] M. Ghahramani, M. Nazari-Heris, K. Zare, B. Mohammadi-Ivatloo, "Energy and reserve management of a smart distribution system by incorporating responsive-loads /battery/wind turbines considering uncertain parameters", *Energy*, vol. 183, pp. 205-219, Sep. 2019.
- [13] L.Xiaoping, D. Ming, H. Jianghong, H. Pingping, P. Yali, "Dynamic Economic Dispatch for Microgrids Including Battery Energy Storage",

The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems. Hefei, China. 2010. pp. 914-917.

- [14] S. Jayashree and K. Malarvizhi, "Methodologies for Optimal Sizing of Battery Energy Storage in Microgrids: A Comprehensive Review", *2020 International Conference on Computer Communication and Informatics (ICCCI)*, Coimbatore, TN., India. 2020. pp. 1-5.
- [15] F.D. Santillán-Lemus, H. Minor-Popocalt, O. Aguilar-Mejía, R. Tapia-Olvera, "Optimal Economic Dispatch in Microgrids with Renewable Energy" *Energies* 2019, 12, 181.
- [16] R.B. Franca, E.C. Jones, C.N. Richards, J.P. Carlson, "Multi-objective stochastic supply chain modeling to evaluate tradeoffs between profit and quality" *Int. J. Prod. Econ.* 2010, 127, pp. 292–299.



H. Minor-Popocalt received the Eng. Degree from Technological Institute of Apizaco, received a Master's degree from the AUT in 2002 and 2006 respectively, and the Ph.D. degree from UPAEP University in 2012. Minor is currently Professor at the postgraduate department, of UPAEP.

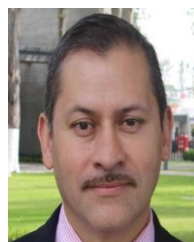


O. Aguilar-Mejía He received the B.S. degree in Electrical Engineering from Instituto Tecnológico de Pachuca, México, in 1999; M.Sc. in Electrical Engineering from CINVESTAV Guadalajara, in 2002; Ph. D. in Industrial Engineering from UAEH, México in 2014. His current diversified research interest is in the areas

of Renewable Energy.



F. D. Santillan-Lemus, He received the Ph. D. in Optomechatronics at the Polytechnic University of Tulancingo. His current diversified research interest is in the areas of Renewable Energy.



A. Valderrabano-Gonzalez, received the B.S. degree in industrial electronics from the Instituto Tecnológico de Puebla, Puebla, México, the M.Sc. degree in electronics from INAOE, México, and the Ph.D. degree in electrical engineering from CINVESTAV Guadalajara, México, in 1996, 1998, and 2010, respectively.



R. I. Samper-Torres, received the B.S. degree in Automotive Design from UPAEP University Puebla, Puebla, México. His current diversified research interest is in the areas of Renewable Energy.