

Optimal Operation of Isolated Power System San Cristobal Island, with Renewable Power Generation and Electric Vehicles

Operación Óptima del Sistema Eléctrico Aislado de la Isla San Cristóbal, con Generación Renovable y Vehículos Eléctricos

R. Barreto¹ O. Gomis² J. Heredia³

¹Centre d'Innovació en Convertidors Estàtics i Accionaments (CITCEA-UPC), E.T.S. Enginyeria Industrial Barcelona, Universitat Politècnica Catalunya, Barcelona, Spain
Universidad Nacional de Loja, Loja, Ecuador
E-mail: carlos.barreto@unl.edu.ec

²Centre d'Innovació en Convertidors Estàtics i Accionaments (CITCEA-UPC), E.T.S. Enginyeria Industrial Barcelona, Universitat Politècnica Catalunya, Barcelona, Spain
E-mail: oriol.gomis@upc.edu

³Group on Numerical Optimization and Modeling (gnom.upc.edu), Dept. of Statistics and Operational Research, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Spain
E-mail: f.javier.heredia@upc.edu

Abstract

This article proposes an algorithm for optimum operation of isolated electrical systems, which minimizes the costs of producing electricity in a mix of wind turbines and thermal generators. Intelligent recharging of electric vehicles and energy storage systems is included in the analysis. To model the randomness of wind generation and electricity demand, a scenario tree is generated by the Neural Gas method. The proposed methodology is applied to a case study on the island of San Cristóbal in the Galapagos Archipelago as a contribution that encourages to reduce the high dependence of fossil fuels for the production of electricity and for the transportation of goods and people and in the to reduce the economic and environmental problems of fuel transportation from the continent.

Index terms– Isolated power systems, renewable generation, electric vehicles, Galápagos Islands, stochastic program.

Resumen

Este artículo propone un algoritmo para operación óptima de sistemas eléctricos aislados, el cual minimiza los costos de producción de electricidad en un mix de aerogeneradores y generados térmicos. Se incluye en el análisis la recarga inteligente de vehículos eléctricos y de sistemas de almacenamiento de energía. Para modelar la aleatoriedad de la generación eólica y de la demanda de electricidad, es generado un árbol de escenarios por el método Neural Gas. La metodología propuesta es aplicada a un caso de estudio en la Isla San Cristóbal en el Archipiélago de Galápagos como una contribución que incentive a reducir la alta dependencia de combustibles fósiles para la producción de electricidad y para la transportación de bienes y personas, y en la búsqueda de reducir los problemas económicos y ambientales del transporte de combustibles desde el continente.

Palabras clave– Sistemas eléctricos aislados, generación renovable, vehículos eléctricos, Islas Galápagos, programación estocástica.

Recibido: 21-07-2017, Aprobado tras revisión: 16-11-2017

Forma sugerida de citación: Barreto, R.; Gomis, O.; Heredia, J. (2018). "Operación Óptima del Sistema Eléctrico Aislado de la Isla San Cristóbal, con Generación Renovable y Vehículos Eléctricos". Revista Técnica "energía". No. 14, Pp.110-121
ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Si bien existen grandes avances de la tecnología moderna, todavía se registran millones de personal en el mundo que no disponen de un servicio eléctrico con adecuados niveles de continuidad y precio. La razón principal radica en que esas personas habitan en lugares remotos que se encuentran aislados geográficamente (como es el caso de las islas) lo cual limita su desarrollo económico y social; los habitantes de comunidades aisladas también tienen serias dificultades por la escases y altos costos de los derivados del petróleo que normalmente son utilizados en el transporte de mercadería y personas.

Por otra parte, desde el Protocolo de Kioto el sector energético se dio cuenta de que el uso indiscriminado de combustibles fósiles tiene un impacto significativo en el medio ambiente, por lo que la comunidad científica y tecnológica dirige sus investigaciones al desarrollo de tecnologías renovables para la producción de energía eléctrica, al desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y a la electrificación de la transportación utilizando vehículos eléctricos (VE).

Estos desarrollos tecnológicos utilizados apropiadamente, pueden contribuir sustancialmente al desarrollo de la electrificación, al uso eficiente de la energía y a reducir el consumo de combustibles fósiles en lugares aislados, generando beneficios económicos, ambientales y sociales.

Si bien muchos sectores impulsan el desarrollo y uso de la energía renovable y de los vehículos eléctricos, los resultados aún no son lo suficientemente satisfactorios, por lo que probablemente seguiremos dependiendo del petróleo en el corto plazo [1]. Ciertamente, el uso de VE puede convertirse en un nuevo paradigma para ayudar a que la electricidad se convierta en un importante combustible para la industria de la transportación y además sea una nueva oportunidad para gestionar la demanda de electricidad y fomentar la producción de energía renovable, por lo que se han desarrollado una gran cantidad de programas e iniciativas nacionales e internacionales para establecer los efectos de la incorporación de los VE en los sistemas eléctricos.

Adicionalmente, existen estudios para optimizar el diseño y la operación de microredes con generación distribuida como en [2] donde algoritmos genéticos son utilizados para modelar tanto el despacho económico como el diseño de las microredes, donde se incorpora la información estocástica de la generación renovable utilizando parámetros sintéticos representados como distribuciones estadísticas conocidas con una función de optimización multiobjetivo. Algunas alternativas son adoptadas para resolver el problema del despacho económico de la generación distribuida en una red aislada; en [3] una formulación simple que resuelve

este problema está dada como una función de costo para la generación renovable intermitente y para la generación convencional, en donde ambas son tratadas como variables determinísticas, mediante curvas de carga diarias y curvas de generación renovable obtenidas del programa HOMER.

En [4] se propone la optimización de la operación de microredes y el uso de recursos mediante la implementación de VE. En dicho trabajo, tres opciones para la carga de las baterías de los VE son analizadas: Carga AC, Carga DC y estaciones de reemplazo de baterías y en donde los autores consideran a la estación de recambio como la mejor opción para atender los requerimientos energéticos de la transportación, con las menores pérdidas de tiempo para los usuarios y como un medio para aprovechar la energía disponible en las baterías mientras se encuentran en la estación como reserva de energía para gestionar la demanda de electricidad en el sistema eléctrico. El problema de optimización se resuelve considerando cuatro funciones objetivo y el algoritmo de optimización es de enjambre de partículas (PSO). La función objetivo final del modelo de programación económica se resuelve mediante un método difuso. En [5] se resuelve el problema de la optimización del despacho económico de la microred con la inclusión de almacenamiento de energía mediante formulación dinámica, la función objetivo es también la minimización de los costos; un ejemplo de aplicación consideró una microred interconectada a la red principal e incluye turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, pilas de combustible y generadores térmicos.

La operación de VE afecta la operación de la red en los aspectos técnicos, económicos y ambientales. En [6] se analiza la integración de estas nuevas cargas en el mercado eléctrico de Reino Unido en dos etapas: primero utilizando las condiciones actuales de la cartera de generación (caso base) y la segunda con la perspectiva de aumentar la generación renovable para cubrir el 15% de la cartera de generación, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (caso futuro). Para simular este problema, se formulan dos funciones objetivo: la minimización de los costos de energía (C_p) y la minimización de los costos de las emisiones (C_e) y una combinación lineal de las dos funciones objetivo con un índice de peso (w), se formulan restricciones instantáneas como balance de potencia activa y reactiva, voltajes, posiciones LTC y demanda de potencia del VE en los nodos de la red. También se formulan restricciones globales relacionadas con el equilibrio de la energía almacenada en el VE. El problema de optimización se resuelve con el software gPROMS, para determinar los períodos de carga y descarga de las baterías de VE y como la operación de almacenamiento de energía afecta la curva de carga del sistema desde el punto de vista económico.

La planificación de los sistemas eléctricos aislados con la incorporación de fuentes de energía renovables se abordó en [7] utilizando un algoritmo heurístico de optimización de enjambre de partículas (PSO), el problema de determinar el tamaño y la ubicación de la generación distribuida se resuelve en la isla de Zanzíbar, donde la función objetivo minimiza la pérdida de potencia activa en la red de distribución, lo que mejorará el perfil de voltaje en los nodos del sistema. El mismo tratamiento para el problema de la planificación óptima de la generación distribuida está en [8] pero usando un algoritmo de recocido simulado.

La comunidad científica tiene mucho interés en el fenómeno de la nueva movilidad por VE y el desarrollo de fuentes de energía renovables en microredes. Sin embargo, hasta ahora, el crecimiento esperado en el número de VE que están en funcionamiento no es el esperado, tampoco el uso de fuentes renovables para la electrificación de sistemas aislados no ha cumplido con las expectativas. Los factores que influyen negativamente son: el problema de la crisis económica global para frenar el uso de estas tecnologías con altos costos de inversión o limitaciones tecnológicas que puedan tener, en el caso de VE la autonomía limitada y en el caso de fuentes renovables, la variabilidad temporal son limitaciones para su utilización masiva.

Sin embargo, el sistema eléctrico aislado del archipiélago de Galápagos es un escenario adecuado para implementar el uso de fuentes de energía renovables y vehículos eléctricos como una opción que permite reducir el uso del petróleo, pero las características de vulnerabilidad de estos sistemas, para no interconectarse a los grandes sistemas eléctricos continentales, provocan la necesidad de estudiar los efectos operacionales y económicos causados por la incorporación de estas nuevas tecnologías.

En este trabajo se propone un algoritmo que simula el funcionamiento del sistema eléctrico aislado de San Cristóbal, considerando los efectos de la operación de VE y un sistema de almacenamiento de energía, se formula un algoritmo que realiza el despacho económico de generación considerando además los parámetros operativos del sistema tales como: niveles de voltaje en los nodos, flujo de potencia activa, flujo de potencia reactiva; como contribución de este trabajo, la estocasticidad del recurso eólico y la demanda de electricidad se modela mediante un proceso analítico utilizando un árbol de escenarios. Como otra contribución del artículo, la generación del árbol de escenarios se realiza mediante el método del Gas Neural, generalizado para un procesamiento multivariable.

2. SISTEMA ENERGÉTICO AISLADO DE LAS ISLAS GALÁPAGOS

El archipiélago de Galápagos se encuentra en el Océano Pacífico, a 960 km al oeste de la costa continental de la República del Ecuador. Consiste en 19 islas principales y más de 200 islotes de formación volcánica, con un área de 8,010 km², es uno de los pocos archipiélagos oceánicos del mundo que conserva sus ecosistemas y biodiversidad sin grandes cambios y tiene una gran diversidad de especies endémicas de plantas y animales, por lo que el 96,7% de su territorio es el Parque Nacional.

El Gobierno de Ecuador intenta preservar el ecosistema de estas islas e iniciar un programa de reelectrificación bajo los auspicios del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (FMAM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

La Isla de San Cristóbal es el centro de atención de este caso de estudio, donde se instaló un parque eólico de 2,4 MW, con 3 aerogeneradores de 800 kW que cubre el 37% de la demanda eléctrica, pero que ahora no dispone de un sistema de almacenamiento de energía que le permite hacer un uso óptimo de los recursos eólicos disponibles [5].

La isla San Cristóbal tiene una población permanente de 7,475 habitantes, de acuerdo con los datos censales, así como 700 vehículos de combustión interna [6], que tienen un consumo anual de aproximadamente 100,000 galones de diésel y 800 mil galones de gasolina [7]. La demanda eléctrica de 3 mil clientes registrados por la compañía eléctrica ELEGALAPAGOS es de 9.4 GWh por año; los generadores térmicos produjeron el 67% de esta energía, en grupos con motores de combustión interna que consumen 550 mil galones de diésel al año [5].

Los precios de la electricidad en la Isla de San Cristóbal son iguales a los precios en el continente, pero los costos de producción son más altos, lo que resulta en un déficit de 3.6 millones de dólares anuales cubiertos por el Estado para satisfacer las necesidades energéticas de electricidad y transporte.

3. ÁRBOL DE ESCENARIOS

Un aspecto importante a tener en cuenta al modelar la operación del sistema de distribución aislado es el comportamiento estocástico de la velocidad del viento y la demanda eléctrica, lo que introduce incertidumbre en los resultados de la operación del sistema. Un enfoque determinista del problema significaría que estas cantidades se conocen con certeza, mientras que una formulación de programación estocástica implica que la incertidumbre asociada a las energías renovables y la demanda se considera explícitamente en la operación óptima mediante una discretización

de la función de densidad de probabilidad en un conjunto de escenarios finitos. Se considera que solo se conocen sus distribuciones de probabilidad y que estas distribuciones pueden aproximarse con un número finito de estados posibles.

El carácter aleatorio del recurso eólico y de la demanda de electricidad está representado por un árbol de probabilidad o escenarios, en el cual un escenario se define como una trayectoria que va desde la raíz hasta las ramas [8]. Se considera que el árbol de escenarios tiene dos etapas, la primera consiste en una raíz (que comparte la misma información para todos los escenarios), formada por la potencia disponible de generación y la segunda etapa, formada por seis hojas que representan la información estocástica del recurso eólico y la demanda de electricidad, para cubrir la operación del sistema durante 24 horas.

Para construir el árbol de escenarios, usamos la información estadística disponible de las mediciones de viento promedio por hora para el año 2015. Estas mediciones se registran en el parque eólico San Cristóbal, y se utilizan para calcular la producción eólica disponible.

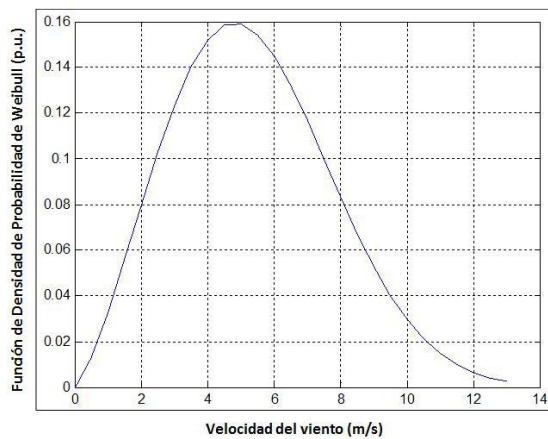


Figura 1: Distribución de Probabilidad de Weibull para la Velocidad Promedio del Viento en la Isla San Cristóbal

La información estadística de la demanda eléctrica por hora de la Isla de San Cristóbal para el mismo período se representa gráficamente por la curva de duración de la carga.

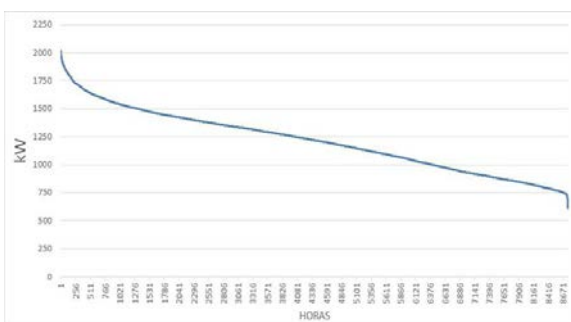


Figura 2: Curva Monótona de Carga de la Isla San Cristóbal

El árbol de escenarios se genera utilizando un algoritmo de agrupamiento basado en el método Gas Neural, que obtiene los escenarios (ω) más cercanos a un conjunto de datos (ω) elegidos al azar del conjunto de series de datos estadísticos, adaptando iterativamente los escenarios en función a su distancia a la serie de datos ω [9]. El Método Neural Gas está disponible en [10].

Para construir el árbol de escenarios, con el método de Gas Neural se genera un conjunto de dos escenarios de demanda (S_D) y un conjunto de tres escenarios de generación de viento (S_W), luego se define un conjunto de seis escenarios del árbol como producto cartesiano S_W x S_D.

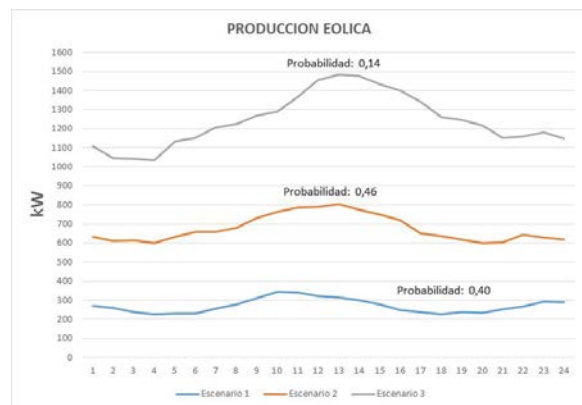


Figura 3: Series de Datos de los tres Escenarios del Potencial Eólico con sus Probabilidades de Ocurrencia, Generados por el Método Neural Gas

Como se observa en la Fig. 3, el escenario 1 corresponde a una capacidad eólica muy baja el cual tiene una probabilidad de ocurrencia del 40% y representa los meses del año en el que se tiene vientos muy débiles.

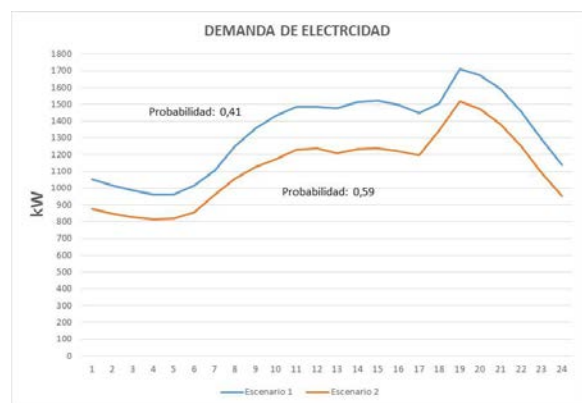


Figure 4: Series de Datos de los dos Escenarios de Demanda Eléctrica Diaria, Generados con el Método Neural Gas y sus Probabilidades de Ocurrencia

El método del Gas Neural es utilizado debido a la facilidad para su adaptación en la generación de árboles de escenarios para series de datos multivariantes. En este artículo de series de datos k , para $k = 1, 2, \dots, K$, donde $K = 365$, se forman; cada vector k consta

de 24 registros estadísticos de las variables para el funcionamiento del sistema eléctrico aislado de un día, tanto para la producción eólica como para la demanda de electricidad.

Se generaron Árboles de Escenarios con diferentes cantidades de ramas, sin embargo, se encontró que el árbol de escenarios con 6 ramas permite una visualización adecuada de los diferentes escenarios de la demanda eléctrica y la energía eólica disponible, y se obtuvieron resultados adecuados con el algoritmo de simulación implementado.

El árbol de escenarios utilizado en este artículo tiene la siguiente estructura:

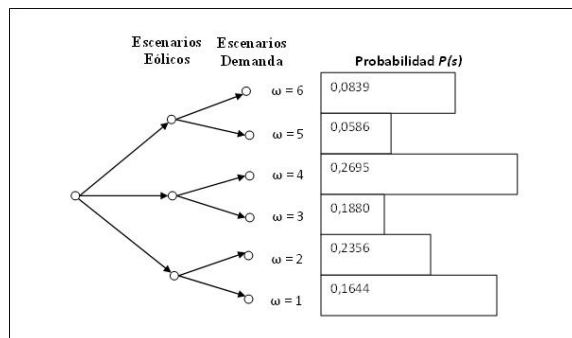


Figure 5: Árbol de Escenarios Generado

4. MODELAMIENTO MATEMÁTICO

El problema de la optimización de la operación de la red aislada en estado estacionario se formula, con el objetivo de efectuar la distribución de carga horaria entre las unidades de generación para un período de operación diaria (24 horas) y considerando los parámetros operativos de la red de distribución como: módulos y ángulos de los voltajes en los nodos, flujo de potencia activa y flujo de potencia reactiva, para cubrir los requerimientos de la demanda eléctrica al menor costo. Como contribución a la investigación, se incorpora al modelo la estocasticidad del recurso eólico y la demanda de electricidad, a través del árbol de escenarios descrito en el Capítulo 3.

4.1. Función Objetivo

$$\min Z = \sum_{n \in N} \left[\sum_{j \in Ng} D_j \cdot H_{jn} \cdot S_B + \sum_{i \in I} \sum_{j \in Ng} \sum_{s \in S} P(s) \cdot C_j \cdot G_{ijn}(s) \cdot S_B \right] \quad (1)$$

Donde, D_j es el costo de energía del generador j (USD/MW); H_{jn} es la capacidad de potencia disponible diaria, es decir, la potencia máxima activa (p.u.), que el sistema puede solicitar en el generador j ; S_B es la potencia base del sistema eléctrico; $P(s)$ es la probabilidad del escenario s ; C_j es el costo variable del generador j (USD/MWh) y $G_{ijn}(s)$ es la potencia activa estocástica producida en el generador j , en el momento i , en el nodo n (p.u.), S es el conjunto de escenarios estocásticos y N es el conjunto de nodos

del sistema eléctrico.

En este caso se supone que el sistema está remunerando a cada generador por dos conceptos diferentes, la capacidad disponible H_{jn} y la generación actual $G_{ijn}(s)$. Por lo tanto, la estructura de costos de nuestro problema incluye dos elementos, una capacidad térmica con $D_j = 488,33$ USD/MW por día (lo mismo para todos los generadores $j \in Ng$ en este estudio), que remunera la capacidad instalada; y un costo de generación variable C_j que paga la energía producida en cada generador en cada escenario:

Tabla 1: Costos Variables C_j Calculados para la Generación Térmica

Generador	Costo Variable (USD/MWH)
GT1 (520/650 kW)	146.1
GT2 (520/650 kW)	144.9
GT3 (520/650 kW)	146.6
GT4 (800/1000 kW)	110.4

Se debe indicar que los costos por potencia disponible y por generación de energía fueron determinados aplicando la metodología vigente en el Ecuador y con los precios reales de los combustibles e insumos que se aplican para la producción de energía en el país.

4.2. Flujo de Potencia

Las ecuaciones correspondientes al flujo de potencia activa y reactiva son la (2) y (3) respectivamente:

$$P_{in}(s) = V_{in}(s) \sum_{m \in N} Y_{nm} V_{im}(s) \cos(\delta_{in}(s) - \delta_{im}(s) - \theta_{nm}) \quad (2)$$

$$Q_{in}(s) = V_{in}(s) \sum_{m \in N} Y_{nm} V_{im}(s) \sin(\delta_{in}(s) - \delta_{im}(s) - \theta_{nm}) \quad (3)$$

Mientras que el equilibrio de potencia en los nodos del sistema viene dado por:

$$P_{in}(s) = P_{Gin}(s) - P_{Bin}(s) - P_{Din}(s) - P_{Vin} \quad (4)$$

$$Q_{in}(s) = Q_{Gin}(s) - Q_{Din}(s) \quad (5)$$

Donde, $P_{in}(s)$ y $Q_{in}(s)$ son la potencia activa y reactiva estocástica que ingresa al sistema eléctrico a través del nodo n , en el momento i (p.u.); $V_{in}(s)$ es el módulo del voltaje estocástico en el nodo n , en el momento i (p.u.); Y_{nm} y θ_{nm} son el módulo y el ángulo de la admitancia entre los nodos n y m del sistema eléctrico aislado (en p.u y rad respectivamente); $\delta_{in}(s)$ es el ángulo estocástico de la tensión en el nodo n , en el momento i (rad); $P_{Bin}(s)$ es la potencia estocástica del Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) en el

nodo n en el momento i , $P_{Din}(s)$ y $Q_{Din}(s)$ son la demanda de potencia activa y reactiva estocástica en el nodo n , el tiempo i (p.u.) y P_{Vin} es el demanda de potencia activa del sistema de carga del vehículo eléctrico (p.u.).

En los nodos en los que operan generadores, el balance de potencia estaría dado por:

$$P_{Gin}(s) = \sum_{j \in N_{gn}} G_{ijn}(s) + P_{Win}(s) \quad (6)$$

$$Q_{Gin}(s) = \sum_{j \in N_{gn}} RG_{ijn}(s) + RW_{in}(s) \quad (7)$$

Donde, $G_{ijn}(s)$ y $R_{ijn}(s)$ son la potencia activa y reactiva estocástica producida en el generador térmico j , en el momento i , en el nodo n (p.u.); N_g es el número total de generadores térmico y N_{gn} es la cantidad de generadores que opera en el nodo; $P_{Win}(s)$ es la potencia activa eólica estocástica disponible, en el momento i , en el nodo n ; y $RW_{in}(s)$ es la potencia reactiva estocástica generada en el parque eólico, en el momento i , en el nodo n .

La demanda de potencia reactiva del sistema es calculada en función de la curva de carga, con la siguiente expresión:

$$Q_{Din}(s) = ((P_{Din}(s)/fp)^2 - (P_{Din}(s))^2)^{1/2} \quad (8)$$

4.3. Sistema de Carga de Vehículos Eléctricos

La curva de carga diaria del sistema eléctrico indica que el período mínimo de demanda de la isla puede considerarse entre las 00:00 y las 08:00 y puede explotarse para implementar un sistema de carga inteligente de carga de vehículos eléctricos (VE). Para evaluar el impacto en la operación del sistema de distribución en sí mismo se analiza la operación de 132 VE que reemplazaría a la VCI que actualmente son utilizados como taxis, y cuyas características se detalla a continuación:

Tabla 2: Información de Flota de EV que podría Implementarse en la Isla San Cristóbal

Tipo de Vehículo	Cantidad	Consumo (kWh/km)	Autonomía (km)
Camión caja fija	105	0.27	68.63
Furgón acristalado	27	0.22	84.23
Total	132		

Se prevé efectuar la gestión inteligente de la carga de VE, esto es en las horas fuera de punta de demanda del sistema de distribución, para lo cual una estimación de la curva de carga a tendrían los VE se basa en la aproximación del proceso de carga a las baterías de iones de litio, hecha en [11].

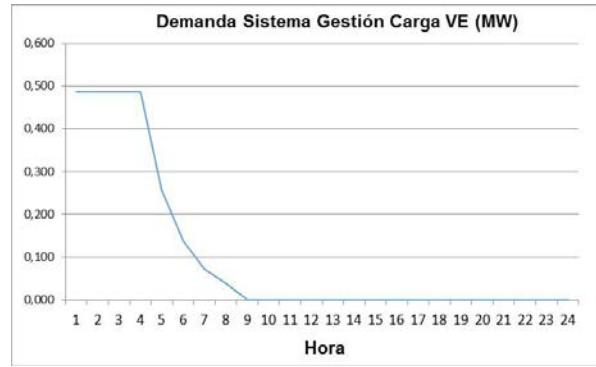


Figura 6: Curva de Carga de las Baterías de los VE

4.4. Sistema de Almacenamiento de Energía

También se analizó la posibilidad de reutilización de las baterías que, por su uso, disminuya su rendimiento a un nivel que impida su utilización en VE, pero que todavía podrían ser utilizadas para almacenamiento de energía, a través de la creación de un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) que contribuya a la gestión de la demanda en el sistema de distribución aislado. El SAE deberá tener la infraestructura tecnológica necesaria para administrar el proceso de carga y descarga de las baterías de forma segura, y con las siguientes características:

Tabla 3: Información del Sistema de Almacenamiento de Energía

Tipo de Batería	Cantidad	Capacidad individual Baterías		Capacidad del SAE	
		(kW)	(kWh)	(MW)	(MWh)
Li-ion	132	3.68	20.59	0.486	2.718

El balance de potencia en el SAE es determinado por:

$$P_{Bin}(s) = P_{BinC}(s) + P_{BinD}(s) \quad (9)$$

Donde $P_{BinC}(s)$ y $P_{BinD}(s)$ representan la potencia de carga y descarga del SAE respectivamente. El proceso de almacenamiento de energía en las baterías del SAE es calculado con la siguiente expresión:

$$E_{Bin}(s) = E_{B(i-1)n}(s) + (P_{BinC}(s) \cdot \eta) \cdot \Delta t + (P_{BinD}(s) / \eta) \cdot \Delta t \quad (10)$$

Donde, $E_{Bin}(s)$ es la energía acumulada estocástica en el SAE, para el instante i , en el nodo n (p.u.) y h es el rendimiento del SAE. El modelo de optimización está sujeto a los siguientes límites para las variables:

$$G_{dj} \leq G_{ijn}(s) \leq G_{uj} \quad (11)$$

$$H_{dj} \leq H_{jn} \leq H_{uj} \quad (12)$$

$$G_{ijn}(s) \leq H_{jn} \quad (13)$$

$$R_{dij} \leq R_{ijn}(s) \leq R_{uj} \quad (14)$$

$$P_{Bdn} \leq P_{Bin}(s) \leq P_{Bun} \quad (15)$$

$$E_{Bdn} \leq E_{Bin}(s) \leq E_{Bun} \quad (16)$$

$$V_{min} \leq V_{in}(s) \leq V_{max} \quad (17)$$

$$-\pi \leq \delta_{in}(s) \leq \pi \quad (18)$$

Se modeló el sistema de distribución eléctrico aislado de la isla San Cristóbal en media tensión, que está representado por el diagrama de la Fig. 7.

La carga instalada en transformadores de distribución es de 5.85 MVA, los alimentadores son de tipo radial, soportados en postes de hormigón armado y estructuras de soporte triangulares, fijados por aisladores de porcelana en crucetas de metal, con conductores de aluminio desnudo ACSR entre 4/0 y 2 AWG y voltaje de operación de 13.2 kV.

Para optimizar el funcionamiento del sistema aislado, se desarrolla un programa en MATLAB utilizando el algoritmo de programación cuadrática secuencial (SQP) [19] para resolver el problema (1) - (19). El problema (1) - (19) es un problema de optimización no lineal.

Algunas características técnicas de las turbinas eólicas y las unidades de calefacción que operan en la isla se indican en el siguiente diagrama:

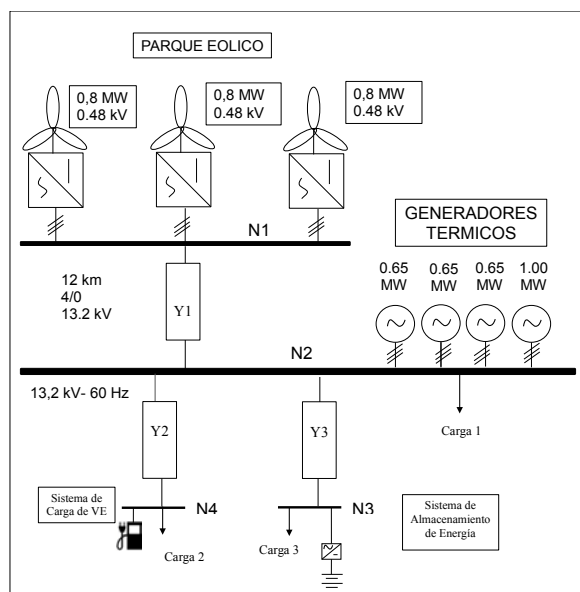


Figura 7: Diagrama Eléctrico del Sistema Aislado de San Cristóbal Modelado para este Artículo

5. RESULTADOS Y DISCUSION

5.1. Resolución del Problema Determinista

El Valor Esperado (VE) es el problema (1)-(18) con un único escenario definido como el valor promedio

de las variables estocásticas. La función objetivo para la solución óptima del VE es 2673,82 USD. La solución óptima de VE indica que la potencia disponible debe ser remunerada solo a los generadores 2 y 4.

Tabla 4: Potencia Remunerada (variable H) en el Escenario Promedio

Generador	Escenario Medio
GT1 (520/650 kW)	0.00
GT2 (520/650 kW)	0.50
GT3 (520/650 kW)	0.00
GT4 (800/1000 kW)	0.80

En la siguiente Fig. 8, se indica la producción de la planta de generación térmica (G. Térmica), producción del parque eólico (G. Eólica), para cumplir con los requerimientos de la demanda de electricidad (Demanda). También se muestra la carga de las baterías (PBC) y la descarga de la batería (PBD) y la curva llamada SAE con la evolución de la energía almacenada en las baterías. Cabe mencionar que los resultados obtenidos corresponden a la curva de carga en un escenario promedio de demanda y no al día demanda máxima del sistema.

Como se observa en la Fig. 8, la producción de energía en la central térmica y en el parque eólico, cubre el requerimiento de energía de la demanda eléctrica de la población, de las baterías de los VE y de las baterías del SAE.

En este escenario, el SAE almacena 820 kWh de energía en el período de 05:00 a 17:00 y devuelve 670 kWh al sistema de distribución entre las 18:00 y las 21:00.

5.2. Resolución del Problema Estocástico

La optimización estocástica debe usarse cuando la aleatoriedad de algunos parámetros (en nuestro caso, la generación de energía eólica y la demanda de electricidad) no puede ser ignorada. En este caso, la decisión sobre la potencia disponible cambia de acuerdo con la hipótesis de la ocurrencia de uno u otro escenario futuro de recurso eólico disponible y demanda de electricidad; la función objetivo del problema estocástico corresponde a las decisiones de la primera etapa sobre el valor esperado de las decisiones correspondientes de la segunda etapa.

En este artículo, la potencia remunerable es la variable de decisión en la primera etapa, que representa la capacidad de generación disponible para la producción de electricidad en el corto plazo, en el sistema eléctrico aislado. La capacidad de generación, permite determinar los recursos para abastecer la

demanda de electricidad, minimizando el riesgo de no tener el combustible que necesita para funcionar, lo cual es muy importante en las islas.

Esta capacidad se establece a través de un proceso de optimización que considera la aleatoriedad de los recursos eólicos y la demanda de electricidad, para garantizar el suministro en las horas pico y operar el sistema eléctrico aislado de forma eficiente.

El resultado obtenido con la Solución Estocástica (SE) indica que se requieren los generadores de energía disponibles 1, 2 y 4, con los valores que se muestran en la Tabla 5. En nuestro caso, la expectativa matemática de los costos del sistema provistos por la solución estocástica es de 2 878,53 USD.

Tabla 5: Potencia Remunerable (variable H) en la Solución Estocástica

Generador	Escenario Estocástico
GT1 (520/650 kW)	0.28
GT2 (520/650 kW)	0.52
GT3 (520/650 kW)	0.00
GT4 (800/1000 kW)	0.80

La demanda eléctrica, la producción de energía eólica y térmica, la curva de carga (PBC) y descarga (PBD) de las baterías y el comportamiento de la energía almacenada en el SAE para la solución estocástica se presenta en la Fig. 9.

En el escenario estocástico, mientras que el SAE opera entre las 05:00 y las 10:00, almacena solo 250 kWh y retorna al sistema de distribución 210 kWh .

En el escenario estocástico, el SAE almacena una menor cantidad de energía, por lo que su contribución para suplir la carga en el momento de mayor demanda es menor que la obtenida con el escenario promedio, lo que podría influir en la decisión de inversión en este tipo de equipo, utilizando solo el escenario promedio en el análisis.

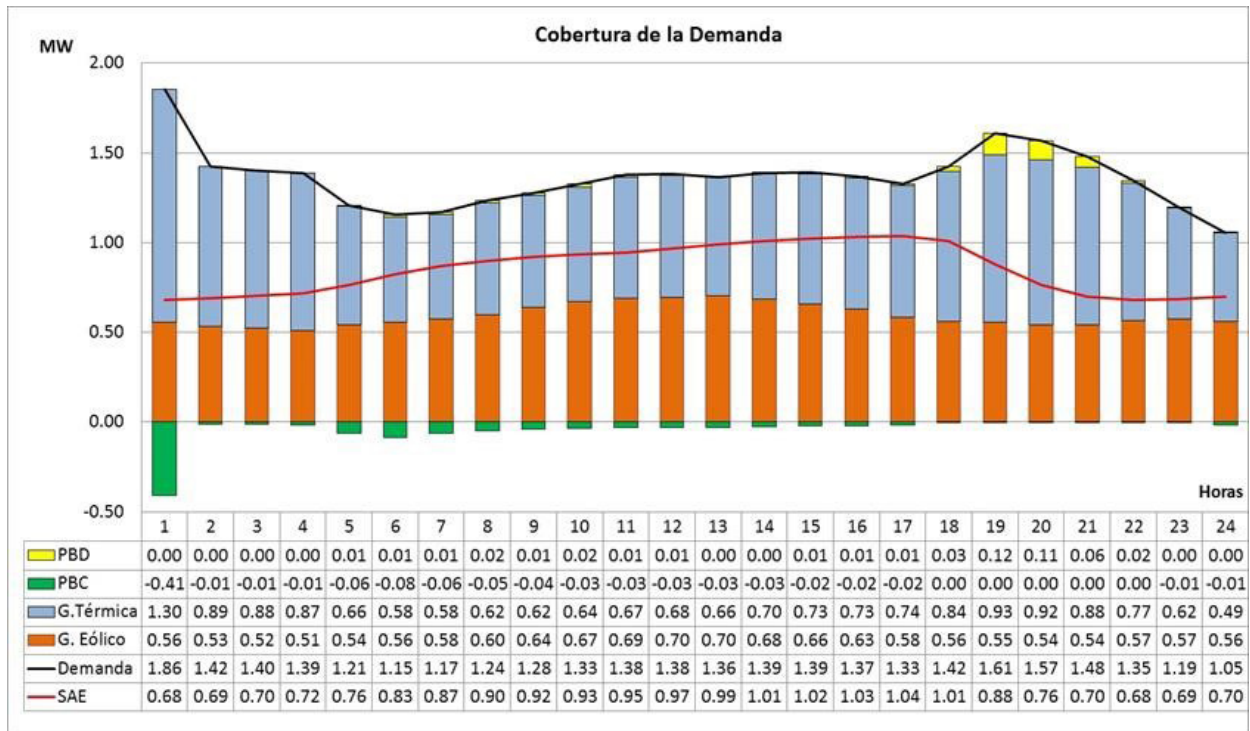


Figura 8: Cobertura de la Demanda. Escenario Promedio (MWh)

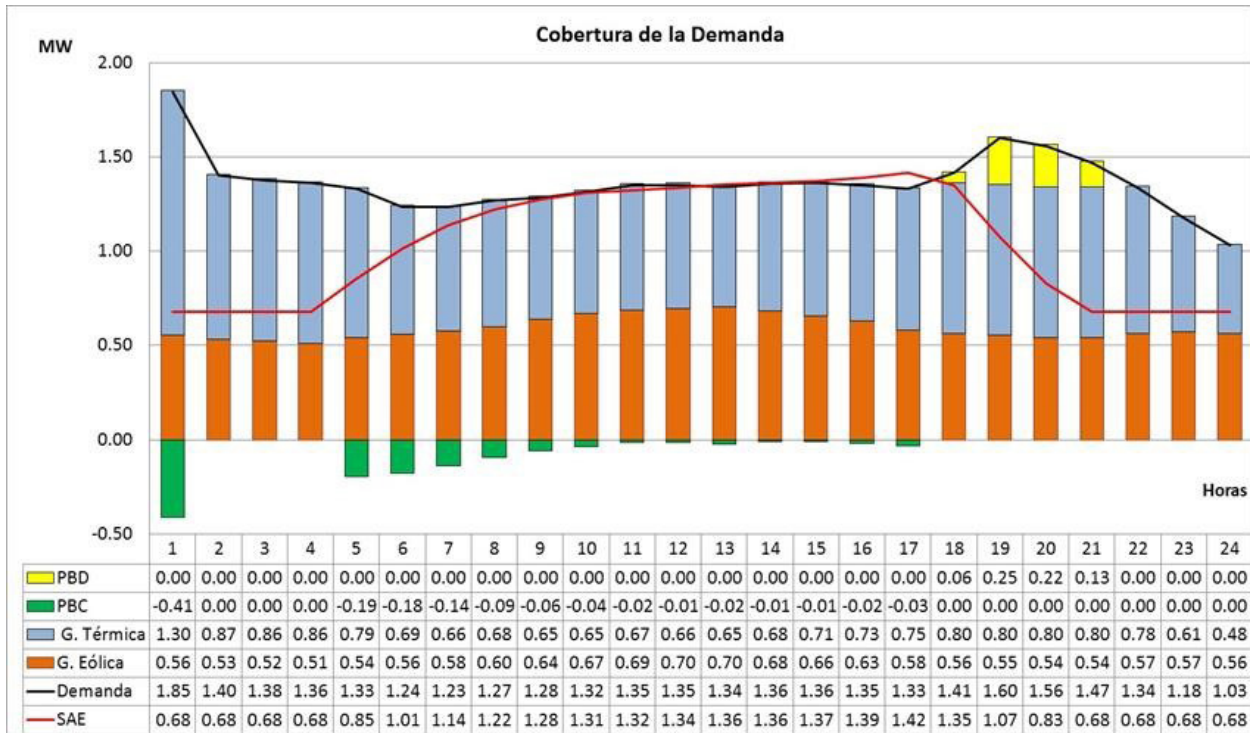


Figura 9: Cobertura de la Demanda, Escenario Estocástico (MWh)

5.3. Valor de la Solución Estocástica (VSE)

En la sección anterior presentamos el valor esperado VE como el problema (1) –(18) formulado con un sólo escenario calculado como el promedio de todos los escenarios. Sea H_{EV}^* la solución óptima del problema VE. Entonces, el resultado esperado de usar la solución VE (H_{EV}^*), denotada por EEV y definida como:

$$EEV = \sum_{s \in S} P(s) \cdot z(s, H_{EV}^*) \quad (19)$$

Por lo tanto, EEV es el promedio de todos los escenarios $s \in S$ of $z(s, H_{EV}^*)$, la solución óptima del problema (1)-(18) con $H := H_{EV}^*$ y un escenario $s (S = \{s\})$.

La formulación de $z(s, H_{EV}^*)$ es indicada a continuación:

$$z(s, H_{EV}) = \min_{G(s)} \left\{ \sum_{n \in N} \left[\sum_{j \in Ng} D_j \cdot H_{jn} \cdot S_B + \sum_{i \in I} \sum_{j \in Ng} C_j \cdot G_{ijn}(s) \cdot S_B \right] \right\} \Big|_{(2)-(18), S = \{s\}} \Big|_{H = H_{EV}} \quad (20)$$

El valor de la Solución Estocástica es la diferencia entre la EEV y la función objetivo de la solución óptima del problema (1)-(18) denotada por RP (problema de recurso) [18],

$$VSE = EEV - RP$$

En este artículo VSE = 57,51 USD, que es el costo de ignorar la incertidumbre en el proceso de toma de decisiones. El valor VSE mide con precisión qué tan mala es la solución encontrada con el valor promedio de las variables aleatorias con respecto a la solución del problema de programación estocástica (1) - (18) o, en otras palabras, la ganancia considerando el árbol de escenarios sobre el problema en lugar de un único escenario promediado.

Como se muestra, la solución estocástica establece la necesidad de que el generador 1 también está disponible a través de un proceso de optimización a un costo mínimo, que no se considera en el escenario promedio, por lo que tomar la solución para un escenario promedio tendría un riesgo de escasez en las horas punta.

5.4. Parámetros Operativos del Sistema Eléctrico Aislado

La metodología propuesta para optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico aislado, permite la distribución de carga entre las unidades generadoras, para lograr el menor costo de producción de energía, considerando restricciones como flujos de potencia y caídas de voltaje, por lo que se pueden determinar las pérdidas en los alimentadores primarios y el voltaje en los nodos del sistema, para cada escenario presentado.

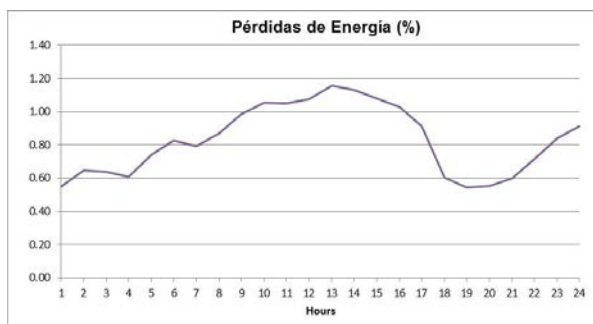


Figura 10: Pérdidas de Energía en Alimentadores Primarios, para el Escenario Estocástico

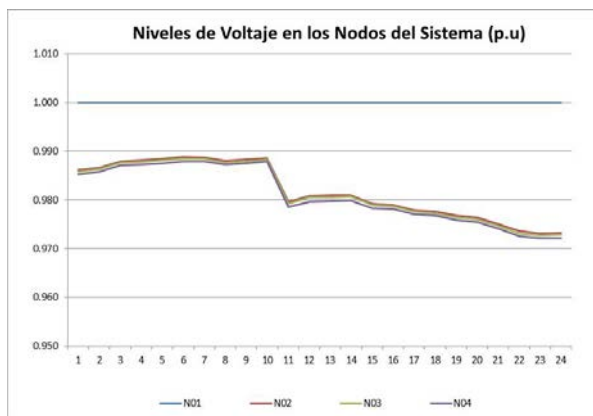


Figure 11: Regulación de Voltaje en los Nodos del Sistema, Escenario Estocástico

6. CONCLUSIONES

La metodología propuesta se aplica a un caso de estudio de un sistema eléctrico que opera en la Isla San Cristóbal en el Archipiélago de Galápagos, lo que nos permite estudiar el comportamiento del sistema de distribución aislado para diferentes escenarios con diferentes valores de producción y operación, determinados sobre la base de la información estadística actualizada de la demanda eléctrica y la producción eólica.

Los resultados del ejemplo de aplicación desarrollado en el trabajo indican que la adición de EV en el sistema de distribución aislado puede afectar positivamente el funcionamiento del sistema, al realizar una carga lenta e inteligente en las horas de demanda, lo que contribuye a una mejor utilización de la infraestructura eléctrica del sistema, lo que resulta en la mejora del factor de carga, la reducción de las pérdidas y los costos de producción de energía, lo que indica que la implementación de un programa de reemplazo del transporte actual con VCI por VE es posible en el aspecto eléctrico.

Un hecho que contribuye a la sostenibilidad del proyecto radica en la posibilidad de reutilización de baterías que han experimentado una reducción en su rendimiento por debajo de los requisitos de movilidad,

en la formación de sistemas de almacenamiento de energía que contribuyen al aplanamiento de la curva de carga y gestión de la demanda, ayudando a reducir los picos de demanda positivos y negativos.

La integración de la generación renovable en el sistema eléctrico y la recarga inteligente de las baterías de los VE en horas donde sea más difícil evacuar la generación renovable, contribuye a minimizar la inversión en infraestructura de distribución eléctrica, más aún en sistemas aislados. Esta recarga inteligente de las baterías de los VE contribuirá además a maximizar la vida útil de las baterías.

La formulación bajo incertidumbre del problema de optimización del funcionamiento del sistema de distribución aislado, permite una solución robusta, casi óptima para todos los escenarios, como una actitud adversa al riesgo, que garantiza una mejor planificación del funcionamiento del sistema considerando la aleatoriedad de los recursos renovables y la demanda de electricidad.

El uso de programación estocástica ayuda a reducir los costos operativos del sistema eléctrico aislado y mejora la confiabilidad del suministro de electricidad, al establecer las condiciones óptimas para garantizar el suministro de energía en todos los escenarios factibles.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ll. Batet, Análisis de las perspectivas energéticas mundiales para el próximo cuarto de siglo.
- [2] O.Hafez, K.Bhattacharya. "Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids". *Renewable Energy* 45 (2012) 7-15.
- [3] T. Ma, H.Yang, L.Lu, J.Peng. "Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong". *Renewable Energy* 69 (2014) 7-15.
- [4] M. Ismail, M. Chen, X. Li, Optimal Planning for Power Network with Distributed Generation in Zanzibar Island. 2011 IEEE, Page(s): 266-269
- [5] E. Rosero, B.Chiliquina. Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe – Ecuador. OLADE-ONUDI, Agosto de 2011. Disponible en: <http://www.renenergyobservatory.org/es/products/informes-tecnicos.html>
- [6] FCN, PNG y Consejo de Gobierno de Galápagos, 2010. Informe Galápagos 2009-

2010. Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador. Disponible en la dirección electrónica: <http://www.mediafire.com/?87wwwfri7c79dze>.
- [7] FCD, PNG & INGALA, 2007. Informe Galápagos 2006-2007. Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador
- [8] A Ramos, A. Alonso-Ayuso. G. Pérez. "Optimización Bajo Incertidumbre". 2011. Universidad Pontificia Comillas.
- [9] J. Latorre, S. Cerisola, A Ramos. "Clustering Algorithms for Scenario Tree Generation. Application to Natural Hydro Inflows". Instituto de Investigaciones Tecnológicas, ICAI, Universidad Pontificia Comillas, 2006.
- [10] R. Barreto, Generación de Árboles de Escenarios en forma Analítica, para Modelar Recursos Energéticos Renovables, Revista Técnica Energía, Edición N°.13, Quito-Ecuador 2016
- [11] Pol Olivella i Rosell, Modelación de la Demanda de Carga Lenta y Rápida de Vehículos Eléctricos para el Estudio de Impacto en la Red de Distribución. Barcelona 2013.
- [12] The MathWorks, Inc., Optimization Toolbox™ User Guide, 2012
- [13] R. Villafáfila, P. Lloret, D. Heredero, A. Sanper, I. Cairo, M. Cruz, N. Vidal, Electric Vehicles in Power Systems with Distributed Generation: Vehicle to Microgrid (V2M) Project, Barcelona-España, Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU), 2011 11th International Conference, 17-19 Oct. 2011, Page(s): 1-6
- [14] C. Bustos, D. Watts, H. Ren, MicroGrid Operation and Design Optimization with Synthetic Wind and Solar Resources, IEEE Latin America Transactions, Vol.10.No.2, Marzo 2012, Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), Volume: 10, Issue: 2, March 2012, Page (s) 1550-1562
- [15] N. Augustine, S. Surech, P. Moghe, K. Sheikh, Economic Dispatch for a Microgrid Considering Renewable Energy Cost Functions, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES, 16-20 Jan. 2012, Page(s): 1-7
- [16] Y. Gao, K. Zhao, C. Wang, Economic Dispatch Containing Wind Power and Electric Vehicle Battery Swap Station. Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) 2012 IEEE PES, Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) 2012 IEEE PES, 7-10 May 2012, Page(s): 1-7.
- [17] L. Xiaoping, D. Ming, H. Jianghong, H. Pingping, P. Yali, Dynamic Economic Dispatch for Microgrids Including Battery Energy Storage. Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2010 2nd IEEE International Symposium on, 16-18 June 2010, Page(s): 914-917
- [18] S. Acha, C. Green, N. Shah, Optimal Charging Strategies of Electric Vehicles in the UK Power Market. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES, 17-19 Jan. 2011. Page(s): 1-8.
- [19] M. Vallem, Siting and Sizing of Distributed Generation form Optimal Microgrid Architecture. 2005 IEEE, Page(s) 611-616.
- [20] A. Colmenar-Santos, O. Monzón-Alejandro, D. Borge-Diez, M. Castro-Gil. "The impact of different grid regulatory scenarios on the development of renewable energy on islands: A comparative study and improvement proposals". Renewable Energy 60 (2013) 302-312.
- [21] J. Hazelton, A. Bruce, I. MacGill. "A review of the potential benefits and risks of photovoltaic hybrid mini-grid systems". Renewable Energy. 67 (2014) 222-229



Raúl Barreto Calle.- received the Electrical Engineering degree from Universidad de Cuenca, Ecuador, in 1995, the Master in Business Administration in Universidad Nacional de Loja, Ecuador, in 2008 and the Master of Engineering in Energy from Universitat de Barcelona and Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Spain, in 2013. His current research interest are optimal planning of electrical systems, stochastic programming.



Oriol Gomis-Bellmunt.- Recibió el título de Ingeniero Industrial por la Universitat Politècnica de Catalunya – BarcelonaTECH (UPC) en 2001, y el Doctorado en Ingeniería Eléctrica por la misma universidad en 2007. Desde 2004 trabaja en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UPC, donde es Profesor Catedrático de Universidad y forma parte del grupo de investigación CITCEA-UPC.



F.-Javier Heredia Cervera.-

Nació en Badalona- España en 1965, recibió la licenciatura en Ciencias Físicas por la Universidad de Barcelona, España, en 1988, y el doctorado en Ciencias por la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), en 1995. En la actualidad es

profesor Titular de Universidad en el departamento de Estadística e Investigación Operativa de la UPC. Su área de interés principal son los métodos de programación estocástica y optimización de grandes dimensiones aplicados a la operación y planificación de sistemas de energía, con especial interés en problemas de mercado eléctrico.