




Economic Energy Dispatch of the Micro-Grid in the Galapagos Islands Using the Simsee Platform

Despacho Económico de Energía de la Microrred en las Islas Galápagos Utilizando la Plataforma SimSEE

W.D. Sánchez¹ 0009-0009-1537-4850M.S. Chamba² 0000-0001-6843-7151D.E. Echeverría¹ 0000-0002-1743-9234A.E. Jacho¹ 0009-0004-0170-6010C.X. Lozada¹  0000-0002-6036-3124¹Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, EcuadorE-mail: wsanchez@cenace.gob.ec, decheverría@cenace.gob.ec,ajacho@cenace.gob.ec, clozada@cenace.gob.ec²CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair, Quito, EcuadorE-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec

Abstract

The Galapagos Islands, a natural heritage of humanity, have meticulous control of wildlife and strict inspection of the number and frequency of visitors. The increase in tourists, apart from positive aspects, and the increase in population generates a greater demand for electrical energy. In this sense, Galapagos seeks a boost to comprehensive energy sustainability, replacing thermal energy with environmentally friendly Non-Conventional Renewable Energy (NCRE), through the optimal energy management project through the Conolophus microgrid project.

This document analyzes the optimal management of electrical energy (short-term economic dispatch) considering the stochasticity presented by the high insertion of NCRE in the Santa Cruz-Baltra electrical system. For it. The free simulation software called “SimSEE” (Electric Energy Systems Simulator) is used, where operational scenarios are modeled with and without the Conolophus project in order to analyze its impact on the planning of the operation of the Santa Cruz-Baltra system.

Index terms— Economic dispatch, Sustainability, Non-Conventional Renewable Energy, Microgrid, SimSEE.

Resumen

Las islas Galápagos, patrimonio natural de la humanidad, cuentan con un control minucioso de la vida silvestre y ejercen estricta inspección del número y frecuencia de visitantes. El incremento de turistas, aparte de aspectos positivos, y el incremento de la población genera una mayor demanda de energía eléctrica. En este sentido, Galápagos busca un impulso a la sostenibilidad energética integral, reemplazando la energía térmica con Energías Renovables No Convencionales (ERNC), amigables con el medio ambiente, a través del proyecto de gestión óptima de la energía mediante el proyecto de microrred Conolophus.

En el presente documento se analiza la gestión óptima de la energía eléctrica (despacho económico de corto plazo) considerando la estocasticidad que presenta la alta inserción de ERNC en el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra. Para ello. se usa el software libre de simulación denominado “SimSEE” (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica), donde se modelan escenarios operativos con y sin el proyecto Conolophus con la finalidad de analiza su impacto en la planificación de la operación del sistema Santa Cruz-Baltra.

Palabras clave— Despacho económico, Sostenibilidad, Energía Renovable No Convencionales, Microrred, SimSEE.

Recibido: 03-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Sánchez, W.; Chamba, M; Echeverría D.; Jacho, A; Lozada, C. (2024) “*Despacho Económico de Energía de la Microrred en las Islas Galápagos Utilizando la Plataforma SimSEE*”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 65-76

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.653>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

La dependencia del mundo en el uso de combustibles fósiles para la producción de energía, la desregularización de los mercados eléctricos, y la creciente penetración de energías renovables (RES-Renovable Energy Sources), ha llevado a una rápida transformación a los sistemas de potencia, llevándolos a ser más eficientes, limpios, y con requerimientos más complejos de control y administración [1].

Dentro de este contexto, actualmente, en los sistemas de distribución se planifican las microrredes (MG-Microgrid), como: “una mejor manera de aprovechar el potencial emergente de la generación distribuida en un enfoque sistemático que considera la generación y las cargas asociadas como un subsistema” [2]. En un enfoque más aceptado, la microrred también es definida, como: “Sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y recursos energéticos distribuidos (como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento o cargas controlables) que pueden operarse de manera controlada y coordinada, ya sea mientras están conectados a la red eléctrica principal y/o en forma de isla” [2].

Con el fin de reducir/mitigar las emisiones de carbono, los componentes de una MG, cada vez son más variados, ofrecen características particulares, elementos y funcionalidades que permiten la gestión de la energía [3]. En la Fig. 1 se muestra una estructura de MG conectada a una red externa, la cual cuenta con: un centro de control de energía, módulos fotovoltaicos (PV), turbinas de viento (WT - Wind Turbines), cargas controlables (vehículos eléctricos, EV-Electric Vehicles), sistema de almacenamiento de energía (ESS - Energy Storage System), entre otros [4]. La inserción de ESS, proveen beneficios económicos y ambientales, en el caso particular, de una MG aislada, su operación es esencial para mejorar calidad, estabilidad, confiabilidad de suministro y gestionar la energía [5].

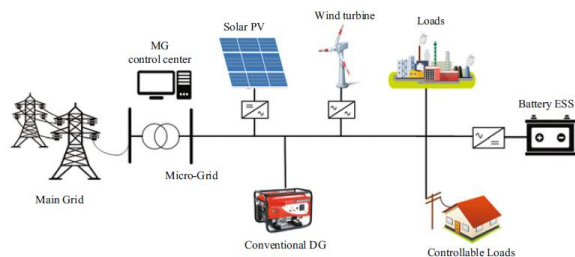


Figura 1: Estructura de una microrred [2]

En las Islas Galápagos, con la finalidad impulsar la sostenibilidad energética integral y reemplazar la energía térmica con energías amigables con el medio ambiente, se está ejecutando el proyecto de microrred Conolophus en el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra. Este sistema cuenta con 2 MGs, la primera situada en la Isla Santa Cruz y la otra en la isla Baltra, las cuales están conectadas en serie a través de una línea de transmisión

de un circuito aérea-subterránea-marina. Para la planificación operativa de la microrred es necesario estudios energéticos que reflejen la estocasticidad del recurso primario utilizado en la generación de energías renovables.

En la actualidad la energía de Galápagos es dependiente en su mayoría de combustibles fósiles, la demanda se atiende en un 85%-90% a partir de recursos de generación térmica y lo restante con recursos renovables. Adicionalmente la calidad del servicio eléctrico en cuanto a la continuidad de servicio no logra cumplir los estándares que se estipulan en regulaciones de Ecuador. Lo que busca el Proyecto Conolophus es atender esa dependencia, y mejorar el servicio eléctrico.[6]

Dentro del análisis e impacto energético de las islas Galápagos y del proyecto Conolophus se han realizado varios trabajos, por ejemplo, en [7] mediante simulación de Montecarlo, se realiza una evaluación a mediano y largo plazo de la transición energética de Galápagos respecto al reemplazo de combustible fósiles por energías limpias. Por otro lado, en [8], se modelan en HOMER Pro, tres tipos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) para cubrir las necesidades de energía en comunidades aisladas de las islas Galápagos. Adicionalmente, en [9], se modela en HOMER Pro, el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra, y considera la inserción de vehículos eléctricos y cocinas de inducción. Todos estos trabajos, permiten el análisis de la prospectiva energética para la planificación de expansión y toma de decisiones a largo plazo. En este sentido, aún es necesario considerar modelos que permitan el modelamiento del despacho económico de la energía eléctrica considerando la incertidumbre de las variables estocásticas.

Debido a la naturaleza estocástica de los datos relacionados al despacho económico de corto, mediano y largo plazo, se hace necesario, la implementación de métodos de optimización que consideren incertidumbre, también conocidos como modelos de programación estocástica. La programación estocástica busca optimizar la asignación de recursos, donde uno o varios parámetros son inciertos en el momento de tomar la decisión; sin embargo, dichos parámetros pueden ser estimado, a partir de distribución probabilística (datos históricos) [10].

Por lo general, las técnicas empleadas, buscan reducir el problema estocástico a un problema determinista equivalente, cuya solución se considera óptima del problema estocástico. Básicamente existen dos tipos de modelos de programación estocástica: 1) Modelos “Esperar y Ver” (wait and see) o modelos de programación estocástica pasiva y, 2) Modelos “aquí y ahora” (“here and now”) o modelos de programación estocástica activa basados en optimización inmediata en base a alguna medida de probabilidad [10]. Para resolver los problemas estocásticos se han desarrollado diferentes algoritmos matemáticos, entre los más usados, se

encuentran: relajación lagrangiana, descomposición de Benders, descomposición de Dantzig-Wolfe, Programación Dinámica Estocástica (SDP, Stochastic Dynamic Programming), Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP - Stochastic Dual Dynamic Programming), entre otros [11].

Los problemas de despacho de energía eléctrica se caracterizan por grandes volúmenes de variables estocásticas y restricciones, provocando que el problema sea de gran tamaño, no lineal y no convexo. En este sentido, los métodos de solución del problema son variados y requieren gran capacidad computacional mediante el uso de software de simulación. Por ejemplo, para planificar el despacho hidrotérmico, el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, utiliza el software denominado SDDP, el cual es licenciado y no brinda la posibilidad de implementar modelos de nuevas fuentes de energía [5].

Por otro lado, es importante destacar que existen programas “open source”, que permiten resolver problemas estocásticos con grandes volúmenes de variables, como el “SimSEE” (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) [12]. El programa SimSEE fue desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay [13]. SimSEE utiliza Programación Dinámica Estocástica y se caracteriza por ser de código abierto, brindando la posibilidad de incluir modelos estocásticos de variables intermitentes que caracterizan a las energías renovables. En este sentido, en [14], se hace una comparación entre el software comercial SDDP y SimSEE mediante escenarios que introducen la estocasticidad de grandes bloques de energía renovable al problema de despacho hidrotérmico del sistema eléctrico ecuatoriano, brindando resultados satisfactorios.

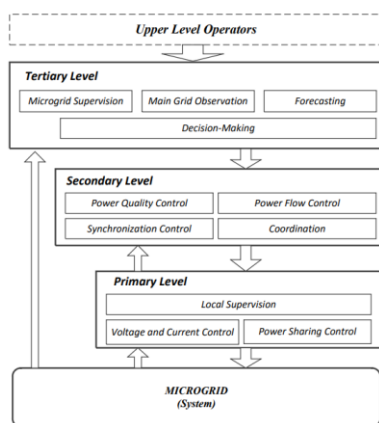


Figura 2: Esquema de control jerárquico [15]

En base a lo mencionado, para estudiar la influencia del proyecto Conolophus en el despacho económico del sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra, la presente investigación implementa casos de estudio en el programa SimSEE. Para ello, se estructura la base de datos, donde se modelan las unidades de generación

térmica, los sistemas de generación basados en ERNC y los sistemas de almacenamiento de energía considerando la intermitencia de los recursos primarios. El objetivo planteado es analizar el impacto del incremento ERNC y la gestión de la energía de la futura microrred (proyecto Conolophus). Para ello, se organiza el artículo de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta una descripción del control y planificación de una MG, en la sección 3 se describe el caso de estudio; posteriormente, en la sección 4 se explica la metodología aplicada. Finalmente, en la sección 5 se muestran los resultados obtenidos.

2. PLANIFICACIÓN DEL CONTROL DE UNA MICRORRED

El control de la MG es la característica, que la diferencia de sistemas de distribución con fuentes de energía distribuidas (DER). En la Fig. 2 se muestra un esquema de control jerárquico de una MG, que cuenta con tres niveles [15]:

Control primario: Lleva a cabo el control de potencia local, voltaje y corriente, mediante el cambio del set-point, dado por controladores de más alto nivel sobre los inversores.

Control Secundario: Trata de superar los problemas a nivel de sistema como calidad de regulación de potencia (PQR), coordinación con generadores distribuidos (DG- Distributed Generation). Tópicos importantes como, funciones de pronóstico y despacho económico, también pueden ser implementados a este nivel.

Control Terciario: Consiste en la optimización, administración de las regulaciones del sistema en general, y transacciones comerciales.

La coordinación central de la MG, puede ser ejecutada de tres formas [9], [10]: Centralizada, distribuida, e híbrida, tal como se muestra en la Fig. 3. En la Coordinación Centralizada, el controlador central puede comunicarse con todas las unidades a través de infraestructura de comunicaciones y recursos computacionales significantes. La ventaja que se tiene, es que, en caso de ruptura del controlador central, los controladores locales pueden actuar como maestros y los otros como esclavos. En cambio, en la Coordinación Distribuida, cada controlador opera bajo su propia política y no necesita las instrucciones de un controlador central. Por último, la Coordinación Híbrida combina ambos controles mencionados y puede tener varios controladores centrales con su propia topología de controladores locales.

La administración de la operación y coordinación de una MG con DERs distribuidos en la zona con un control centralizado, se vuelve más adecuada y reduce la incertidumbre de los recursos de viento y solar, puesto que la información se puede correlacionar, entre todos los actores [2].

Cuando la MG, cuenta además con ESSs, el control juega un papel importante en amortiguar la generación de DGs. Es así, que en horas pico una batería puede reducir el costo total de operación del sistema y mitigar/reducir el uso de generación térmica [4].

La Arquitectura de MGs conectadas entre sí, puede ser en serie, en paralelo, o interconectada, a través de alimentadores. Las MGs conectadas en serie deben ser capaces de controlar frecuencia y voltaje. Por tanto, la coordinación entre MGs es fundamental para el balance de potencia del sistema [2]. En la Fig. 4 se muestra una estructura de MGs conectadas en serie, administradas por un DMS (Distribution Management System). EL DMS provee los requerimientos de comunicación entre los controladores principales MG A y MG B [2].

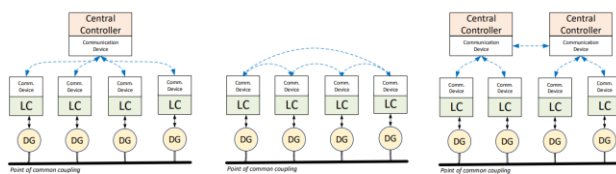


Figura 3: Topologías convencionales en la arquitectura de control de microrredes basadas en la disposición de comunicación [15]

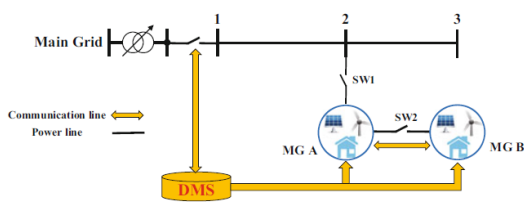


Figura 4: MGs conectadas por un único enlace al sistema de distribución (DS) [2]

Para el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra se propone, instaurar procesos que abarquen los tres niveles de control de una MG, es decir:

- Despacho económico (Control primario)
- Validación eléctrica en estado permanente (Control Secundario)
- Validación eléctrica en estado dinámico (Control Terciario)

Adicionalmente, se propone una coordinación centralizada mediante un pequeño centro de control a través de infraestructura de telecomunicaciones. La arquitectura del sistema está en serie (enlace Baltra-Santa Cruz).

3. OPTIMIZACIÓN EN SIMSEE

La operación óptima, guía al sistema al abastecimiento de la demanda al menor valor esperado de costo futuro.

Los costos en que incurre el sistema de generación eléctrica a efectos de satisfacer la demanda, se componen esencialmente:

- Costos variables de operación de centrales

térmicas (combustible y variables de operación y mantenimiento)

- Costos de importación de energía menos los ingresos por exportación
- Costos de fallo de suministro de energía (costo de falla)

El costo futuro del sistema, en el paso del tiempo es la sumatoria de los costos menos los ingresos antes mencionados desde el inicio de paso de tiempo hasta el final de los tiempos.

Al conjunto de reglas que permiten esta operación del sistema se la conoce como la Política de Operación (PO), esto implica dar valor a los recursos que son almacenables que permiten evaluar la conveniencia de usarlos o almacenarlos a cada instante.

La característica estocástica del sistema (salida de operación de máquinas, lluvias, viento, temperatura, radiación, temperatura, etc.) hace que la PO sea válida estadísticamente pero no hay certeza que a posteriori sea lo mejor, una vez que sucedan los eventos.

La operación óptima del sistema puede plantearse como un problema de optimización cuya función objetivo en minimizar en cada paso de tiempo el valor esperado del costo de operación futura, una vez resuelto el problema se dispondrá de la Política de operación Óptima (POO).

En la simulación de la operación óptima de un sistema con SimSEE, se pueden distinguir dos etapas: Optimización y simulación. Durante la optimización se resuelve encontrar la POO. Durante la simulación se usa la POO para llevar a adelante simulaciones de posibles realizaciones del conjunto de procesos estocásticos.

Es una práctica usual considerar un horizonte temporal lo suficientemente extenso como para poder suponer que la suma de costos es representativa del costo de operación.

Lo que en consecuencia a criterio del usuario debe establecer intervalos de tiempo para la optimización y simulación del sistema.

El horizonte de tiempo tanto para la optimización como para la simulación se discretiza en pasos de tiempo, evaluando la evolución del sistema en base al estado inicial, la realización de procesos estocásticos del paso de tiempo, despachando los diferentes recursos para cumplir con el balance energético, en cada Nodo del sistema y minimizando el costo futuro. Dentro de cada paso de tiempo se suponen valores constantes de potencia de generación y demanda.

La optimización se lleva a cabo mediante programación Dinámica Estocástica (PDE). El resultado es una función $CF(X, k)$, (1) con el valor esperado del costo futuro de operación del sistema para cada valor de estado X y para cada paso de tiempo k . También es conocida como la función de valor de Bellman.

$$CF_p(x_{k\text{ahora}}) = \left\langle \sum_{k=k\text{ahora}}^{+\infty} q^{(k-k\text{ahora})} ce(x_k, r_k, u_k, k) \right\rangle_{\{r_k\}} \quad (1)$$

- El Costo Futuro (CF) es el Valor Esperado de la integral en el tiempo, desde ahora hasta el infinito, del costo de cada Etapa o paso de tiempo (ce).
- ce es la suma de los costos de compra de combustibles más los costos de no suministro de la demanda más costos de importaciones y menos los ingresos que se obtengan por las exportaciones de energía hacia otros sistemas.
- x: Vector de estado del sistema
- r: Vector de entradas no controlables
- u: Vector del control. Son las variables sobre las cuales se puede actuar
- k: Es el número de paso de tiempo
- El factor q tiene en cuenta la tasa de actualización para el cálculo del Valor Presente del costo de la operación futura. Valor entre (0-1), con una tasa de descuento del 12%.
- El Valor esperado es sobre el conjunto de posibles realizaciones de los procesos estocásticos involucrados (roturas de máquinas, lluvia, viento, sol, etc.). El Organismo Encargado del Despacho tiene como objetivo, en todo momento, minimizar el valor esperado del CF.
- Cuando en el sistema hay “reservorios”, la decisión de usar los recursos almacenados en un instante de tiempo afecta los costos futuros, dado que no dispondremos en el futuro de esos recursos utilizados.
- Cuando no hay reservorios, las decisiones tomadas en un tiempo dado no afectan las posibilidades de tomar decisiones en el futuro. En estas circunstancias, minimizar CF, es simplemente minimizar el costo en cada etapa.

La información relevante para la toma de decisiones (POO), se encuentra en las derivadas direccionales de Bellman. Para la i-ésima componente del vector de estado de dicha derivada direccional sería: $\frac{\partial CF}{\partial x_i}(X, k)$, que permite valorizar el uso de un recurso asociado a la variable de estado x_i , cuantificando el efecto sobre el futuro de tomar una decisión que implique el presente (instante k) una variación ∂x_i en la variable de estado x_i . [13].

Función Objetivo

Para calcular el valor esperado del costo futuro $CF(x, k)$, (2) en forma óptima, se tiene en cuenta que se conocen las entradas de la etapa k , por tanto, para cada valor de las entradas el costo desde el inicio será el costo de la etapa $CE(x, u_k, r_k, k)$, más el valor esperado del

costo futuro de operar la etapa $k + 1$, partiendo del estado al que lleguemos x' , multiplicado por un valor de actualización q .

El sistema impone restricciones sobre las variables de control, esto se expresa como restricciones del tipo: $g(x, u, r, k) \leq 0$.

$$CF(x, k) = \left\langle \min_{u_k} \{CE(x, u_k, r_k, k) + q \cdot CF(x', k + 1)\} \right\rangle_{r_k} \quad (2)$$

$$x' = f(x, u_k, r_k, k) \quad (3)$$

$$U_k = \{u_k, u_{k+1}, \dots\} = \{u_k, U_{k+1}\} \quad (4)$$

$$R_k = \{r_k, r_{k+1}, \dots\} = \{r_k, R_{k+1}\} \quad (5)$$

$$\text{Sujeto a: } g(x, u, r, k) \leq 0 \quad (6)$$

Modelos CEGH

Un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano (CEGH), sirve para representar series temporales que simbolizan la salida de un proceso estocástico - sistema dinámico. El modelo identificado, se puede incluir en la ecuación, (1) y genera series sintéticas que conservan las auto-correlaciones y las correlaciones cruzadas y los histogramas de amplitud en el espacio real.

El desafío del modelado CEGH, es crear un modelo que capte la estructura dinámica del proceso estocástico, de manera de poder inferir en todo momento el cono de salidas del proceso. En los procesos que intervienen en la simulación de sistemas de energía, como las lluvias, radiación solar, el viento, la demanda, etc, los valores tienen cierta continuidad lo que permite pensar en el cono del futuro, como ramas que se extienden a través de un presente conocido, esto implica la dependencia estadística con el pasado.

Modelamiento de ERNC en SimSEE

Generador Solar PV

El generador solar en SimSEE sirve para modelar parques de paneles fotovoltaicos, en donde se especifican, nombre y nodo de conexión a la red, unidades disponibles (entre otros), y fuente de recurso primario, que será una Fuente Kt de paso horario. Kt es el índice de claridad, y está representada como Radiación solar medida sobre el plano horizontal en la superficie terrestre/Radiación solar extraterrestre incidente en las mismas coordenadas.

Parque Eólico

Admite la definición de la curva Potencia-Velocidad de una unidad típica del parque eólico, nombre y nodo de la Red, Factor de disponibilidad, Tiempo de reparación, Factor de pérdida por interferencias, entre otros.



Banco de Baterías

Este tipo de actor puede consumir energía del sistema, almacenar energía y posteriormente entregar la energía almacenada a la Red.

Se puede definir Nombre y nodo de la Red, carga inicial en MWh, entre otros.

Impresión de Variables en SimSEE

Es usual la impresión de variables a través de histogramas, y se fijan de acuerdo a límites de probabilidad indicados por el usuario, probabilidad de excedencia. La probabilidad de excedencia es la probabilidad de que cierto valor sea superado, en la Fig. 7 se observa la salida de un proceso estocástico con inercia y parte de un estado inicial definido, a un cono de salidas de probabilidad.

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA BALTRA-SANTA CRUZ

En la Fig. 5 se presenta el esquema actual del sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra y su proyección con el proyecto Conolophus (recuadro en rojo). Actualmente, el sistema eléctrico cuenta con un grupo de generadores térmicos y generación renovable (fotovoltaica y eólica) y sistemas de almacenamiento BESS, cuyas características se encuentran descritas en la Tabla 1 y Tabla 2, respectivamente. Adicionalmente, en la Tabla 3 se presentan las instalaciones adicionales que contempla el proyecto Conolophus, cuya expansión está contemplada para el año 2025 [16].

Baltra tiene 4 alimentadores (DGAC, FAE, Petroecuador/Armada, Reserva), por otro lado, Santa Cruz 6 alimentadores (5 alimentadores conectados, 1 Reserva).

Tabla 1: Grupo de generación térmica

Generador	Grupo	Modelo	Cantidad	Potencia [MW]
Hyundai	G1	9H21/32	4	1.7
Hyundai	G2	9H21/32	2	1.7
Caterpillar	G1	3512 DITA	4	0.65
Caterpillar	G2	3516 TA	1	1.10

Tabla 2: Grupo de generación renovable y sistemas de almacenamiento

Generador	Cantidad	Potencia/energía
Aerogeneradores Baltra	3	0.75 [MW]
PV Santa Cruz	1	1.5 [MW]
PV Baltra	1	0.067 [MW]
BESS Baltra	1	0.268 [MWh]
BESS Santa Cruz	1	4.032 [MWh]
Primer circuito Baltra Santa Cruz	1	34.5 kV, 40 Km

En la Tabla 4 se presentan los costos operativos y mantenimiento, eficiencia y costos variables de los sistemas de generación ingresados al SimSEE. Adicionalmente, en la Tabla 4, el costo de combustible y transporte, asociados a la generación térmica. Estos costos son tomados de las referencias internacionales

[17], [18] y [19].

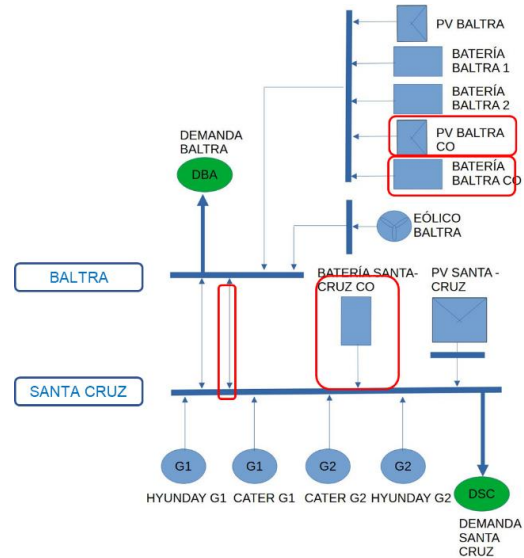


Figura 5: Esquema general del sistema actual Santa Cruz- Baltra, y proyección con Conolophus

Tabla 3: Facilidades adicionales por proyecto Conolophus

Generador	Cantidad	Potencia/energía
PV Baltra	1	14,8 [MW]
BESS Baltra	1	34M [Wh]/11.33 [MW]
BESS Santa Cruz	1	7M [Wh]/5.933 [MW]
Segundo circuito baltra Santa Cruz	1	34.5 kV, 40 Km

Tabla 4: Costo de energía para diferentes tecnologías

Tecnología	Costo de operación y mantenimiento [USD/kW/año]	Eficiencia [kWh/gal]	Costo Variable [USD/kWh]
Hyundai	119.32	13.96	0.47656
Caterpillar 3512	119.32	12.87	0.47748
Caterpillar 3526	119.32	14.35	0.42964
PV	56.53	-	0
Eólica	59.03	-	0
Baterías	-	-	0

Nota: En SimSEE, el actor eólico este modelado considerando que el costo variable de generación para el despacho es cero, asimismo se consideró para las baterías y PV.

Tabla 5: Costo de combustibles [20]

Combustible	Costo de transporte a Galápagos [USD/gal]	Precio mundial [USD/gal]	Precio Ecuador [USD/gal]
Diesel	1.03	4.94	1.75

La demanda ingresada a SimSEE considera datos reales de carga, en el periodo 2020, de los alimentadores Baltra y Santa Cruz. En la Fig. 6 se muestran los perfiles diarios promedios de un año de los alimentadores Baltra y Santa Cruz respectivamente. En este caso, los datos de demanda ingresado son determinísticos debido a que no presentan una variabilidad considerable que modifiquen los resultados; sin embargo, es importante destacar que se puede ingresar datos históricos con variabilidad con la finalidad de que SimSEE proyecte modelos estocásticos y considerar la variabilidad de las cargas.



Los datos del recurso primario intermitente (irradiación solar, velocidad del viento) que caracterizan la producción de la energía renovable fueron extraídos de NASA Prediction of Worldwide Energy Resources [21]. Estos datos se caracterizan en forma horaria, formando una serie de tiempo de 3 años. En la Fig. 7 y la Fig. 8 se muestran los perfiles horarios estocásticos, para la primera semana del año 2025, de velocidad de viento e índice de claridad (Kt), respectivamente. Estos datos son obtenidos de SimSEE, a través de análisis serial y correlaciones en espacio Gaussiano con Histograma CEGH [14].

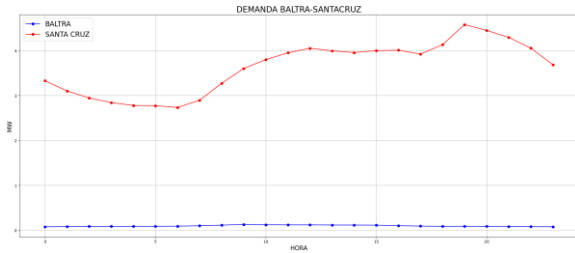


Figura 6: Perfil diario de demanda 2020 MG Isla Baltra y Santa Cruz

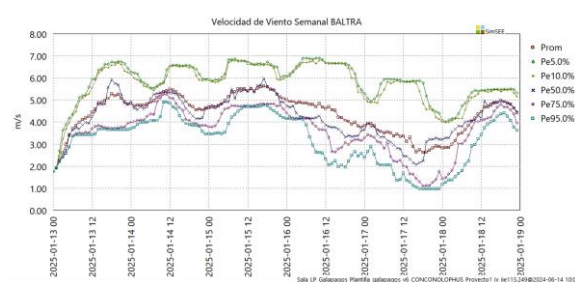


Figura 7: Perfil horario de velocidad de viento para la primera semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%

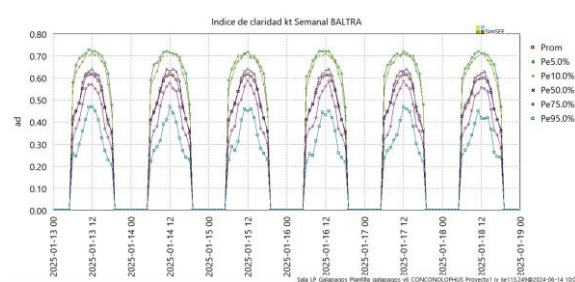


Figura 8: Perfil horario de índice de claridad Kt para la primera semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%

5. METODOLOGÍA

Para la planificación energética en SimSEE se han realizado algunos pasos que abarcan, desde el tratamiento e ingreso de data histórica hasta la modelación del sistema eléctrico, cuyo alcance se resumen a continuación:

- Ingreso datos históricos de demanda horaria (serie de tiempo de demanda horaria en MW).
- Importación de datos históricos horarios de irradiación solar y de velocidad del viento (índice

de claridad Kt-adimensional y velocidad de viento en m/s), los datos se obtuvieron a través de un script se han descargado datos horarios, de 3 años consecutivos (2019-2022).

- Modelamiento de la red eléctrica en el software de simulación SimSEE.
- Ingreso de datos técnicos y económicos de los elementos de red (generadores térmicos, eólicos renovables, líneas de transmisión, baterías, cargas).
- Enlace de las fuentes - series de tiempo (demanda, recurso solar, recurso de viento) con los actores (cargas, generador PV, aerogeneradores) en el software SimSEE.
- Optimización y simulación de varios escenarios que combinan la demanda y la variabilidad del recurso primario.
- Para complementar con detalle la simulación en SimSEE, se presenta la Fig. 9, donde se hace referencia al proceso de implementación y simulación en el Software.

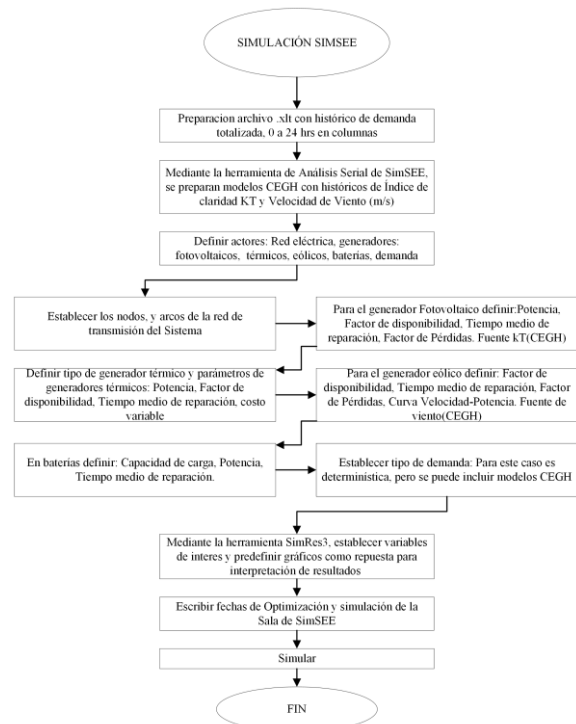


Figura 9: Esquema de proceso de simulación en SimSEE

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados considerando los escenarios promedios o valores esperados. Los casos o escenarios operativos que se analizan son los siguientes:

A) Escenario base:

El sistema actual SSB (11 generadores térmicos, 2 fotovoltaicos, 1 eólico y 2 BESS)



Intervalo de tiempo de optimización:

Desde:06/01/2025, Hasta: 26/01/2025

Intervalo de tiempo de simulación:

Desde:13/01/2025, Hasta: 19/01/2025

B) Escenario con Conolophus:

Sistema actual SSB con la inserción del Proyecto denominado Conolophus (1 fotovoltaico y 2 BESS).

Intervalo de tiempo de optimización:

Desde:06/01/2025, Hasta: 26/01/2025

Intervalo de tiempo de simulación:

Desde:13/01/2025, Hasta: 19/01/2025



Figura 10: Perfil horario de generación eólica en Baltra para la segunda semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%

Para realizar los análisis, el SimSEE permite graficar resultados en función de probabilidades de excedencia; esto se refiere a los resultados con la probabilidad de que un determinado valor sea superado en cualquiera de las variables citadas que tiene comportamiento estocástico [12]. En este sentido, en la Fig. 10 se presentan los pronósticos de producción de energía eólica para la primera semana del 2025 en la Isla Baltra; asimismo en la Fig. 11 se muestra la producción de energía fotovoltaica para la Isla Santa Cruz. En estas figuras se puede observar escenarios con diferentes probabilidades de ocurrencia que pueden considerarse para la planificación de la operación y expansión de los sistemas eléctricos.

A) ESCENARIO BASE

En la Fig. 12 se muestra el despacho económico de generación estimada en el sistema eléctrico Baltra- Santa Cruz, donde se observa que predomina el despacho de generación térmica. En este caso, la demanda es cubierta por generación base de bajo costo (generación fotovoltaica y eólica); posteriormente, se observa en color verde el despacho de los sistemas almacenamiento y; por último, la demanda de punta se abastece por generación térmica. En la Fig. 13 se resume el porcentaje de generación despachado para cubrir la demanda, donde la generación fotovoltaica abarca el 5.84%, la generación eólica el 5.6%, y la térmica con el 88.56%.

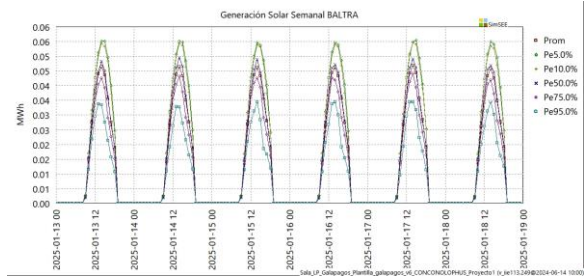


Figura 11: Perfil horario de generación Solar en Santa Cruz para la segunda semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%

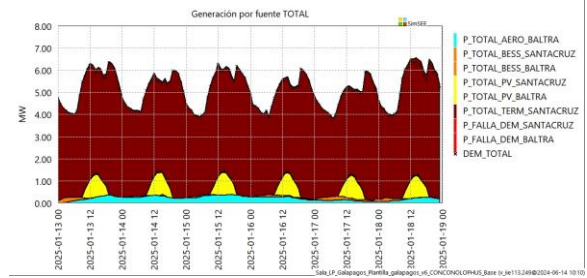


Figura 12: Generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz

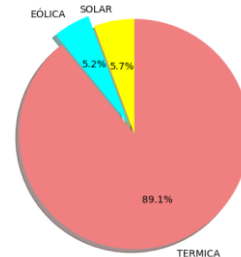


Figura 13: Porcentaje de generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz

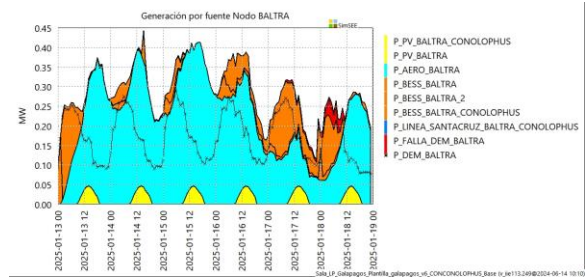


Figura 14: Generación por fuente Nodo Baltra

En la Fig. 14 que muestra la generación por tipo de fuente en el Nodo Baltra, se observa que la demanda está por debajo de la generación puesto que es un nodo exportador de energía que suministra energía al nodo Santa Cruz. Para ello, se despacha la generación fotovoltaica, eólica y los sistemas de almacenamiento. Por otro lado, en la Fig. 15 que muestra la generación por tipo de fuente en el nodo Santa Cruz, se cuenta con mayor demanda y menor potencia instalada de ERNC; por tal razón para cubrir la demanda es necesario despachar toda la generación de bajo costo (fotovoltaica, eólica), sistemas de almacenamiento y generación térmica.



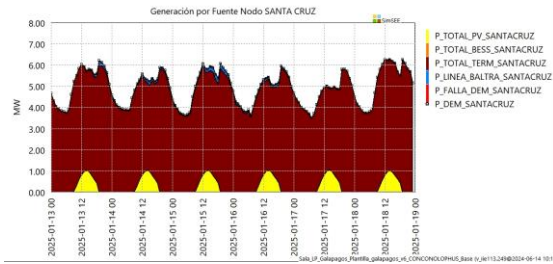


Figura 15: Generación por fuente Nodo Santa Cruz

B) ESCENARIO CON CONOLOPHUS

En la Fig. 5, se marca en recuadros, las facilidades adicionales que entrarían en funcionamiento con el proyecto Conolophus, resumiendo, se instalarían:

- *Segundo circuito de la línea de transmisión Baltra-Santa Cruz.
- *Sistema Fotovoltaico en la Isla Baltra.
- *Sistema de almacenamiento de Energía en la Isla Baltra.
- *Sistema de almacenamiento en la Isla Santa Cruz.

En la Fig. 16, se observa el perfil de generación por fuente, evidentemente la instalación de Conolophus, adviene gran inserción de ERNC. La demanda es cubierta por demanda base (generación eólica, fotovoltaica, baterías) y en último orden de prelación la generación térmica. En ese sentido, la composición de la generación se proyecta en 57.20% de generación fotovoltaica, 4.07% de generación eólica y 38.72% de generación Térmica, claramente mostrado en la Fig. 17.

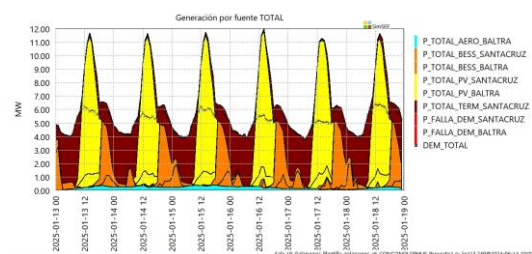


Figura 16: Generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz

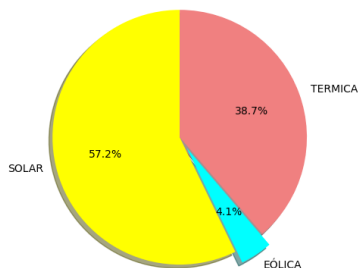


Figura 17: Porcentaje de generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz: Solar: 57.2%, Eólica: 4.1%, Térmica: 38.7%

En la Fig. 18, es evidente que el Nodo Baltra va a exportar la mayoría de su generación a Santacruz, y su curva de demanda queda representada muy por debajo de

su generación, en este nodo se despacha energía eólica, fotovoltaica, adicionalmente toma importancia la energía proveniente de baterías, que serán cargadas durante el día donde se tiene la mayor producción de energía fotovoltaica.

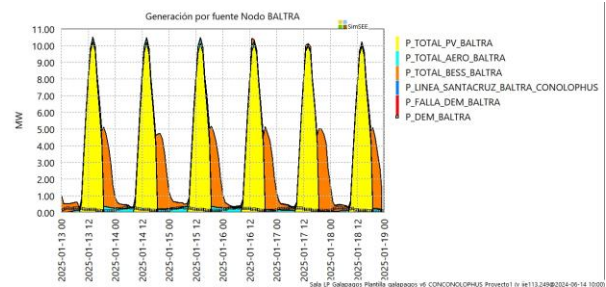


Figura 18: Generación por fuente Nodo Baltra

La Fig. 19, la se despacha en base la generación fotovoltaica, durante el día, descarga de baterías durante la noche, generación térmica y el enlace de conexión con la Isla Baltra proporciona el resto de energía inclusive en excedencia para cargar las baterías.

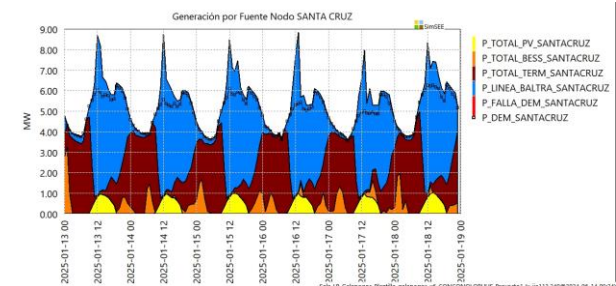


Figura 19: Generación por fuente Nodo Santa Cruz

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para los escenarios A y B, se grafican los costos marginales y el costo de abastecimiento de la demanda, y se toma en cuenta, los siguientes intervalos de tiempo para la simulación para ambos casos:

Intervalo de tiempo de optimización:

Desde:01/01/2025, Hasta: 21/01/2025

Intervalo de tiempo de simulación:

Desde:08/01/2025, Hasta: 14/01/2025



Figura 20: Costo marginal Nodo Baltra

En la Fig. 20 se muestra el costo marginal del nodo Baltra por paso de tiempo, en la segunda semana de enero del 2025, se han sobrepuesto los escenarios A y B en la



misma gráfica, durante las horas de mayor radiación debido a la generación fotovoltaica, el costo marginal disminuye. En el caso base el costo marginal oscila debido a la inyección de potencia proveniente de la batería, y lo que cuesta cargarla con energía eólica, que tiene costo cero, sin embargo, esta energía podría enviarse a Santacruz, es por ello que eso obliga a despachar generación térmica.

En el nodo Santa Cruz (Fig. 21), en el escenario A, se tiene un costo marginal atado al costo variable del último generador térmico despachado, a diferencia de lo que sucede con el caso B, donde el costo marginal disminuye debido a la importación de energía proveniente de la generación fotovoltaica de Baltra.



Figura 21: Costo marginal Nodo Santacruz

El costo de abastecimiento de la demanda acumulada (CAD) del escenario A y B, quedan representadas en la Fig. 22, y es claro que la generación de ERNC, marcan una reducción importante de la generación térmica, por tanto, se reduce el consumo de combustibles inclusive más de la mitad. Durante las horas de mayor radiación el CAD, tiene un comportamiento escalonado, ya que en esas horas la demanda es servida en su totalidad por energía por fotovoltaica. En el caso A, el crecimiento del costo es casi constante puesto que el sistema se sirve casi en su totalidad de generación térmica.

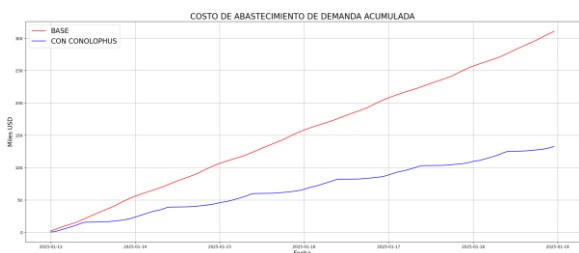


Figura 22: Costo de abastecimiento de la demanda Sistema Baltra-Santa Cruz

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a las series de tiempo horarias de velocidad de viento analizadas, se puede concluir que el recurso eólico en Galápagos, es limitado, y no representa a largo plazo, una fortaleza, caso contrario ocurre con el recurso solar que es óptimo y muestra gran potencialidad.

Debido a la intermitencia del recurso primario de sol y viento, es importante proponer siempre el despacho de generación térmica que supla, en estas condiciones, la

demanda energía y que sea de rápida respuesta.

La inserción de Conolophus disminuye considerablemente el costo de abastecimiento de la demanda, casi en un 60%.

En promedio el sistema Baltra-Santa Cruz, consume 60000 galones de Diesel a la semana, que representan una mayor emisión de CO2 a la atmósfera e incurren en gastos mayores para el estado ecuatoriano debido al subsidio que representa la compra de combustible.

Un centro de control centralizado de la MG puede conformar una herramienta fundamental en el manejo de la red y constituir una institución de planificación y operación de la MG, con posibilidad de ampliación a largo plazo y enlaces eléctricos entre islas.

Se ha totalizado la demanda y se han dispuesto los generadores térmicos individualmente, más adelante se propone un estudio más específico donde se modele a la demanda como una variable estocástica para que pueda ser tomada en cuenta en el despacho económico.

El sistema en condiciones iniciales, muestra una incidencia de energía térmica de 88%, a posterior con la implementación de Conolophus el porcentaje se reduce al 38%.

En SimSEE el cono de probabilidad, que indica incertidumbre en los datos puede reducirse con la inclusión de pronósticos a los modelos CEGH, por lo que se sugiere que se adapten en forma semanal o diaria, al despacho económico.

Es importante mencionar que una vez que se tiene el despacho económico energético tomando en cuenta, al menos las restricciones de transferencia de las líneas de transmisión, a posterior se debe realizar una evaluación dinámica y estática del sistema y esto podría variar el despacho de generación térmica (incrementado Potencia de despacho) para la Seguridad del sistema eléctrico.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. Cepeda and S. Chamba, “Determinación del Modelo Estocástico del Estado de Carga de Baterías para el cómputo de Flujo de Potencia Probabilístico de Microrredes,” *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n1.2019.334.

[2] M. Shahbazitabar, H. Abdi, H. Nourianfar, A. Anvari-Moghaddam, B. Mohammadi-Ivatloo, and N. Hatzigiorgiou, “An Introduction to Microgrids, Concepts, Definition, and Classifications,” in *Microgrids: Advances in Operation, Control, and Protection*, A. Anvari-Moghaddam, H. Abdi, B. Mohammadi-Ivatloo, and N. Hatzigiorgiou, Eds., in Power Systems. , Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 3–16. doi: 10.1007/978-3-030-59750-4_1.

[3] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, and J.



- Riofrio, “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.
- [4] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects,” *IEEE Power Amp Energy Mag.*, vol. July/August, p. 19, 2007.
- [5] H. Shayeghi, E. Shahryari, M. Moradzadeh, and P. Siano, “A Survey on Microgrid Energy Management Considering Flexible Energy Sources,” *Energies*, vol. 12, Jun. 2019, doi: 10.3390/en12112156.
- [6] “Ministerio de Energía y Minas Presentó Plan de Transición Energética para Galápagos – Ministerio de Energía y Minas.” Accessed: Jun. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/ministerio-de-energia-y-minas-presento-plan-de-transicion-energetica-para-galapagos/>
- [7] G. Sebastian Salazar, J. Cepeda Campana, G. Salazar Yopez, and R. Patricio Aguilar, “Evaluación de la Prospectiva Energética de la microrred Baltra – Santa Cruz usando Flujos de Potencia Probabilísticos,” *2022 IEEE Bienn. Congr. Argent. ARGENCON*, pp. 1–8, Sep. 2022, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939679.
- [8] C. Ochoa, D. Ochoa-Ochoa, X. Serrano Guerrero, and A. Barragán-Escandón, “Technical-economic comparison of microgrids for rural communities in the island region of Galapagos, Ecuador: Isabela Island case,” Sep. 2022, pp. 1–7. doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939813.
- [9] J.-M. Clairand, M. Arriaga, C. A. Cañizares, and C. Álvarez-Bel, “Power Generation Planning of Galapagos’ Microgrid Considering Electric Vehicles and Induction Stoves,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 1916–1926, Oct. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2876059.
- [10] J. R. Birge and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*. in Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. New York, NY: Springer, 2011. doi: 10.1007/978-1-4614-0237-4.
- [11] Fullner y S. Rebennack, *Stochastic dual dynamic programming and its variants -a review, 2021*.
- [12] todouy.com, “SimSEE es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.” Accessed: Nov. 01, 2023. [Online]. Available: <https://simsee.org/simsee/verdoc/vol4.php>
- [13] F. Palacio, P. Soubes y R. Chaer, “Manuales de Usuario de SimSEE.”
- [14] D. E. Jurado, C. Jaramillo, J. Benítez, J. Cepeda, and H. Arcos, “Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE,” *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.526.
- [15] L. Meng et al., “Review on Control of DC Microgrids and Multiple Microgrid Clusters,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 5, no. 3, pp. 928–948, Sep. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2690219.
- [16] “Gobierno Nacional inicia proceso público de selección para el desarrollo del Proyecto Fotovoltaico Conolophus – Ministerio de Energía y Minas.” Accessed: Oct. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/gobierno-nacional-inicia-proceso-publico-de-seleccion-para-el-desarrollo-del-proyecto-fotovoltaico-conolophus/>
- [17] “2023 Levelized Cost Of Energy+,” <https://www.lazard.com>. Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- [18] “IRENA – International Renewable Energy Agency.” Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>
- [19] “National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page.” Accessed: Oct. 19, 2023. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/index.html>
- [20] “Los precios del diesel en todo el mundo, 16-oct-2023,” [GlobalPetrolPrices.com](https://www.globalpetrolprices.com). Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: https://es.globalpetrolprices.com/diesel_prices/
- [21] “NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources.” Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/>



Wilson Danilo Sánchez Bravo. - Nació en Latacunga, Ecuador 1994. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2019. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del

CENACE. Sus áreas de investigación son: Planificación en el SEP, Evaluación de la seguridad del SEP, Estabilidad de voltaje.



Marlon Chamba. - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan,

Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



Diego E. Echeverría. - Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en 2006 en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador. Realizó su doctorado en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, favorecido con una

beca del Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en diciembre de 2021. Actualmente trabaja en Ecuador en el Operador Nacional de Electricidad CENACE como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo. Sus campos de interés especiales comprenden el control y la estabilidad de los sistemas de energía en tiempo real, la tecnología de medición sincrofasorial, los sistemas de monitoreo de área amplia y el desarrollo de redes inteligentes.



Andrés Jacho Alvarado. - Nació en Guayaquil en 1990. Obtuvo su título de Tecnólogo en Electricidad Industrial (2008), Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2018) y el de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia (2022) en la

Escuela Superior Politécnica del Litoral. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE, con el cargo de Analista de Investigación y Desarrollo Técnico. Sus áreas de

investigación son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Lenguajes de programación aplicados a Sistemas de Control, modelos y esquemas de control utilizado en fuentes de generación basadas en convertidores de electrónica de potencia.



Carlos Xavier Lozada. - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes.

Actualmente se desempeña como Ingeniero de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.

