



Revista Técnica

Enero 2024

Edición No. 20

ISSUE II

(ISSN 1390-5074)

TÍTULO / AUTOR

ISSUE 1

<i>Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP / Analysis of over voltages due to atmospheric impulse in transmission systems with discontinuities, overhead transmission lines and insulated cables, using ATP</i>	
J.O. Oña, L.E. Ruales	1
<i>Solución al problema de despacho hidrotérmico a corto plazo mediante la programación no lineal aplicada a sistemas de uno y varios nodos / Solution to the short-term hydrothermal dispatch problem through nonlinear programming applied to single and multi-node systems</i>	
J.S. Ortiz, J.A. Tayupanda, C.I. Quinatoa	11
<i>Herramienta de Identificación Paramétrica, Validación y Sintonización de Reguladores de Velocidad Mediante Algoritmos de Optimización Heurísticos / Parameter Identification, Validation and Tuning of Speed Regulator Tool Using Heuristic Optimization Algorithms</i>	
W.F. Brito, D. Echeverría, M.S. Chamba, A. De La Torre, D. Panchi	21
<i>Regresión Lineal para la Identificación del Punto de Máxima Potencia en Microrredes Híbridas Implementado en HYPERSIM / Linear Regression for the Identification of the Maximum Power Point in Hybrid Microgrids Implemented in HYPERSIM</i>	
D.M. Panchi, W.D. Sánchez, C.X. Lozada, A.E. Jacho	34
<i>Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado para Iluminación en Vías Rurales y Carga de Vehículos Eléctricos Basado En Un Enfoque Multipropósito / Design and Evaluation of a Standalone Photovoltaic System for Rural Road Lighting and Electric Vehicle Charging Based on a Multipurpose Approach</i>	
J.G. Villarreal, C.C. Cuji	47
<i>Estrategia de control robusto descentralizado para una micro-red aislada con generación distribuida acoplada para mejorar la estabilidad de voltaje / Droop control strategy for an isolated micro grid with distributed generation coupled to improve voltage stability</i>	
S. Gualotuña, W. Pavón	58
<i>Estudio de la Generación y Distribución de Vapor en un Hospital para la Mejora de Eficiencia Energética mediante Termografía, Ultrasonido y Analizador de Gases / Study of Steam Generation and Distribution in a Hospital to Improve Energy Efficiency Using Thermography, Ultrasound, and Gas Analyzer</i>	
A. Rivera, I. Simbaña, W. Quitiaquez, P. Quitiaquez.....	72
<i>Estudio Comparativo de la Eficiencia de Colectores Solares de Placa Plana Rectangular y Triangular mediante el Método de Elementos Finitos / Comparative Study of the Efficiency of Rectangular and Triangular Flat Plate Solar Collectors through Finite Element Method</i>	
I. Simbaña, W. Quitiaquez, P. Cabezas, P. Quitiaquez	81
<i>Parámetros para el Proceso de Molienda en Molinos Verticales Usando Métodos de Optimización / Parameters for the Grinding Process in Vertical Mills Using Optimization Methods</i>	
J. Paredes, J. Cepeda, J. Lozada Yáñez	90
<i>Análisis Comparativo del Potencial Energético Extraíble entre Paneles Fotovoltaicos Fijo y con Sistema de Seguimiento de un Eje Instalados en la ULEAM / Comparative Analysis of the Extractable Energy Potential between Fixed Photovoltaic Panels and with an Axis Tracking System Installed at the ULEAM</i>	
A.A. Moreira, I.P. Pazmiño, M.E. Moreano, J.C. Intriago, M.A. Ponce-Jara	98

Analysis of over voltages due to atmospheric impulse in transmission systems with discontinuities, overhead transmission lines and insulated cables, using ATP

Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP

J.O. Oña¹ 0009-0000-9379-2833L.E. Ruales¹ 0009-0009-5303-8452¹Departamento de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, EcuadorE-mail: josua.ona@epn.edu.ec; luis.ruales@epn.edu.ec

Abstract

This paper shows an analysis of the overvoltages caused by atmospheric impulses in transmission systems with discontinuities, overhead transmission lines, and insulated cables using the Alternative Transients Program (ATP) software.

The analysis is performed considering direct lightning impact on the guard cable or transmission tower and the direct impact on the phase conductor, when shielding failure occurs. In order to determine voltages at the ends of the insulated cable and analyze its potential affection, a test transmission system has been implemented, and Base Case has been defined; this case is formed by six transmission towers and insulated cable protected in both sides by surge arresters.

The effect of varying parameters that affect the magnitude of the voltages at both the input and the output of the insulated cable is analyzed in order to determine the most critical situation that can influence the maximum overvoltage values in the insulated cable.

The results confirm the effect that the discontinuities between two components of an electrical system have on the voltage magnitudes that may occur in a system due to atmospheric discharges.

Index terms— Insulated cable, atmospheric discharges, surges, ATP.

Resumen

El artículo muestra un análisis de los sobrevoltajes ocasionados por impulsos atmosféricos en sistemas de transmisión con discontinuidades, esto es, líneas de transmisión aéreas que se conectan a cables aislados, las simulaciones se hacen mediante el uso del software Alternative Transients Program (ATP).

El análisis se realiza considerando descargas atmosféricas directas en el cable de guarda o torre de transmisión, y cuando ocurre una falla del apantallamiento de la línea, esto es un impacto directo del rayo en el conductor de fase. Para la determinación de los voltajes en los extremos del cable aislado y analizar su potencial afectación, se ha implementado un sistema de transmisión de prueba en el cual se ha definido un Caso Base, que está compuesto por seis torres de transmisión y un cable aislado protegido en ambos extremos por dispositivos descargadores de sobretensión, DPS.

Se analiza el efecto de variar algunos parámetros que inciden en la magnitud de los voltajes tanto al ingreso del cable aislado como a la salida, con el fin de determinar la situación más crítica que puede influir en los valores máximos de sobrevoltaje en el cable aislado.

Los resultados obtenidos permiten confirmar el efecto que tienen las discontinuidades presentes entre dos componentes de un sistema eléctrico en las magnitudes de voltaje que puedan producirse en un sistema debido a descargas atmosféricas.

Palabras clave— Cable aislado, descargas atmosféricas, sobrevoltajes, ATP.

Recibido: 30-10-2023, Aprobado tras revisión: 21-12-2023

Forma sugerida de citación: Oña, J.; Ruales, L. (2024). "Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 1-10.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.597>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, debido a restricciones para la construcción de líneas de transmisión aéreas sea por aspectos ambientales en áreas protegidas o por regulaciones establecidas por los Gobiernos Autónomos Descentralizados para áreas urbanas con mayor frecuencia será necesario recurrir al uso de cables aislados de alta tensión, generalmente subterráneos. Esta situación puede llevar a la instalación de líneas de transmisión compuestas por secciones de líneas de transmisión aéreas y cables aislados de alta tensión.

Al contar con este tipo de configuración en los sistemas de transmisión para un sistema eléctrico, es importante conocer el comportamiento de los cables aislados ante descargas atmosféricas que impactan en la línea de transmisión aérea, dado que las descargas atmosféricas directas en cables aislados no son posibles.

En el presente trabajo, haciendo uso del software Alternative Transient Program, ATP por sus siglas, se modela un sistema eléctrico con la presencia de un sistema de transmisión compuesto por una línea aérea y un cable aislado, con el objeto de determinar el efecto de la discontinuidad sobre la tensión producida por la descarga atmosférica en los extremos del cable. La discontinuidad se entiende como la conexión de dos elementos o más con diferentes valores de impedancia característica.

2. MARCO TEÓRICO

En esta sección del documento se presenta en forma breve el marco teórico que soporta el análisis realizado. Los sobrevoltajes de frente rápido dentro de los cuales las descargas atmosféricas son las más representativas. Se describe el apantallamiento en sistemas eléctricos de transmisión, se analiza la teoría de ondas viajeras y, finalmente, se hace una breve descripción de los cables aislados de alto voltaje.

2.1 Sobrevoltajes de frente rápido

Son en su mayoría de origen atmosférico, es decir, son causados por el impacto directo e indirecto del rayo en las subestaciones y líneas de transmisión, o en sus proximidades. Por otra parte, también existe la posibilidad de que se produzcan sobrevoltajes debido a la ejecución de maniobras de conexión y desconexión de elementos al sistema eléctrico [1].

2.2 Descargas atmosféricas

Un sistema eléctrico de potencia está expuesto a descargas atmosféricas, más aún en líneas de transmisión de larga distancia, debido a que atraviesan varias zonas con diferentes niveles cerámicos (cantidad de tormentas existentes en un año) [1].

Hay distintas formas en las que las descargas atmosféricas pueden impactar en líneas de transmisión.

2.2.1 Descargas atmosféricas directas en conductores de fase

El rayo impacta directamente sobre el conductor de fase, debido a una falla de apantallamiento de la línea ante descargas atmosféricas; es muy común que el conductor impactado sea de una fase exterior o de una fase más elevada [1].

2.2.2 Descargas atmosféricas directas en cables de guarda o torres

El rayo impacta directamente en la estructura metálica de la torre o en el cable de guarda de la línea de transmisión, propagando ondas de corriente que dan origen a un incremento en el potencial de la estructura, produciendo un flameo inverso, corresponde a una descarga desde la estructura del brazo de la torre hacia el conductor de fase, este flameo ocurre contorneando la cadena de aisladores o produciendo ruptura de la misma [1], lo anterior sucede si y solo si se supera el nivel de soportabilidad de voltaje del aislamiento del aire o la cadena de aisladores de la línea, respectivamente.

2.2.3 Descargas atmosféricas indirectas

Se producen cuando existen descargas eléctricas a tierra cercanas a las líneas de transmisión. Debido al nivel de aislamiento y a la longitud de las líneas de transmisión, los sobrevoltajes provocados por una descarga atmosférica indirecta, usualmente, no originan ningún contorno en la cadena de aisladores [1].

2.2.4 Descargas atmosféricas en cables aislados de sistemas de transmisión

En este caso, no existe la posibilidad de que una descarga atmosférica impacte directamente, puesto que al estar enterrados se encuentran protegidos.

2.3 Análisis de Ondas viajeras

El análisis de ondas viajeras permite modelizar la propagación de impulso atmosférico en una línea de transmisión, y caracterizar el comportamiento de los impulsos ante la presencia de una discontinuidad de línea o conexiones a esta.

Al producirse el impacto de una descarga atmosférica en la torre o en los conductores de la línea, se producen ondas que viajan por las líneas de transmisión aéreas a una velocidad muy próxima a la velocidad de la luz hasta alcanzar un punto de discontinuidad, es decir, un cambio en la impedancia característica del circuito, en donde surgen ondas incidentes (voltaje y corriente) que van hacia adelante de la línea y ondas reflejadas (voltaje y corriente) que regresan por la misma línea y sobreponen las ondas principales, pero debido a las pérdidas de la línea son atenuadas y van desapareciendo conforme transcurren algunas reflexiones [2]. Las ondas reflejadas, incidentes y transmitidas se producen cuando existen discontinuidades.

De acuerdo con la Fig. 1 y considerando $Z_2 < Z_1$, se tiene una onda de voltaje que se propaga a lo largo de una línea con una impedancia característica Z_1 , la cual al encontrarse con una línea con impedancia característica Z_2 , las ondas reflejadas y transmitidas están dadas por [2]:

$$\frac{V_i}{i_i} = Z_1 \quad (1)$$

$$\frac{V_r}{i_r} = -Z_1 \quad (2)$$

$$\frac{V_t}{i_t} = Z_2 \quad (3)$$

Donde los subíndices (*i*) es la onda incidente, (*r*) la onda reflejada, (*t*) la onda transmitida

$$V_t = V_i + V_r \quad (4)$$

$$V_t = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} \cdot V_i = \alpha \cdot V_i \quad (5)$$

$$V_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} \cdot V_i = \beta \cdot V_i \quad (6)$$

Cabe señalar que α es el coeficiente de transmisión y β es el coeficiente de reflexión.

$$i_t = i_i + i_r \quad (7)$$

$$i_t = \frac{2}{Z_1 + Z_2} \cdot V_i \quad (8)$$

$$i_r = \frac{V_i}{Z_1} \cdot \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (9)$$

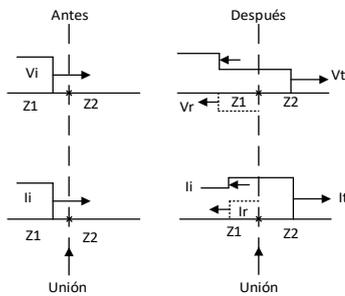


Figura 1: Ondas de corrientes y voltajes reflejadas, incidentes y transmitidas en líneas de impedancia Z_1 y Z_2 [2]

2.4 Limitación de descargas atmosféricas

La protección contra el impacto de descargas atmosféricas puede darse mediante la implementación del apantallamiento de la línea de transmisión y la protección contra los sobrevoltajes producidos por la descarga atmosférica mediante el uso de descargadores de sobretensión [1].

2.4.1 Apantallamiento

El método general para el diseño o análisis del apantallamiento se basa en el modelo electrogeométrico. Cuando un rayo se aproxima a una línea o tierra a una

distancia r_c se la denomina distancia de arqueo o impacto, la descarga puede caer en el conductor de fase, en el cable de guarda o en la tierra [1]. Esta distancia de arqueo r_c está en función de la corriente y su representación es la siguiente:

$$r_c = \alpha \cdot I^\gamma \quad (10)$$

Donde α , γ son factores que por lo general toman valores de 10, 0,9 y 0,65 respectivamente, I es la corriente del rayo en kA y r_c es la distancia de arqueo en metros [1]. Este modelo permite determinar la magnitud de la corriente de la descarga atmosférica que produce falla de apantallamiento.

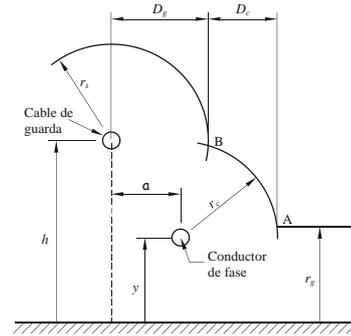


Figura 2: Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra [1]

En el presente trabajo, se considerará para los casos de estudio una falla de apantallamiento, por lo cual, resulta imprescindible primero encontrar una distancia de arqueo en base a la geometría del sistema de prueba y luego establecer la corriente máxima del rayo [1].

Para realizar todos los cálculos, es necesario conocer el ángulo del sistema:

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{a}{h - y} \quad (11)$$

Y definir la distancia crítica por la geometría del sistema como se muestra a continuación:

$$r_{gm} = \frac{\frac{h + y}{2}}{1 - \gamma \cdot \sin \alpha} \quad (12)$$

Donde γ es la relación r_c/r_g .

Para realizar un estudio de apantallamiento adecuado, es importante conocer su probabilidad de ocurrencia, por lo cual, se establece que la probabilidad de que una corriente de pico sea menor que un valor de corriente I_o está aproximada en base a una función de distribución fraccional definida en la siguiente ecuación:

$$F(I < I_o) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \quad (13)$$

Siendo I_{50} igual a 31 kA y n_c igual 2,6 valores recomendados por la norma IEEE Std 1243-1997 [1].

2.5 Cables aislados

Son utilizados en redes subterráneas; sin embargo, existe la posibilidad de que también puedan implementarse sobre el terreno. Su aislamiento no es autorecuperante, por tanto, deberá darse especial atención a su dimensionamiento.

Existen distintos tipos de cables, siendo los más comunes los siguientes:

- Cable sólido, capa extruida de polietileno (PE)
- Cable sólido, polietileno reticulado (XLPE)
- Cable caucho de etileno-propileno (EPR).

2.6 Métodos de puesta a tierra de pantallas en cables aislados

En los cables aislados es importante que sus pantallas se encuentren conectadas a tierra en al menos un punto a lo largo del cable y cuenten con un método de conexión apropiado para garantizar una protección adecuada contra descargas atmosféricas [3].

Los métodos más comunes son:

- Pantallas conectadas a tierra en un solo punto (Single Point Bonding)
- Conexión rígida a tierra (Solid Bonding)
- Transposición de pantallas (Cross bonded)

3. METODOLOGÍA

El sistema modelado en el software ATP se muestra en la Fig. 3. Cuando ocurre una descarga atmosférica en una torre de transmisión, ocasiona un disturbio en la torre impactada y en las torres adyacentes. La onda de corriente originada por este fenómeno viaja hacia los dos lados de la línea provocando sobrevoltajes en los vanos y torres más cercanas. La descarga no afecta a toda la línea de transmisión, puesto que a medida que viajan sus ondas, su efecto es cada vez menor, por lo que establecer un número de seis vanos resulta adecuado. Adicionalmente, se incluye un segmento de línea de transmisión de 3,3 km para asegurar que las reflexiones de la onda viajera durante su simulación no incidan en el resultado. El sistema de prueba implementado en el presente trabajo es el siguiente:

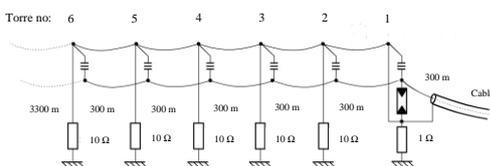


Figura 3: Sistema de prueba

Como se puede visualizar en la Figura 3 el sistema de prueba consta de líneas de transmisión aéreas y subterráneas de simple circuito, torres de transmisión, resistencias de la puesta a tierra de torre, cadena de

aisladores y descargadores de sobretensión. Además, se tendrá la representación de un impulso atmosférica como una fuente de corriente.

Es importante mencionar que solo se va a analizar únicamente los sobrevoltajes en el núcleo del cable y no en sus pantallas metálicas.

A continuación, se describe cada componente mencionado anteriormente:

3.1 Líneas de transmisión

En el presente análisis, se utilizará el modelo matemático J. Martí, puesto que es el más adecuado para fenómenos de alta frecuencia como lo son las descargas atmosféricas y sus parámetros son variables y dependen de la frecuencia [4].

ATP permite representar las líneas de transmisión mediante la componente Lines/Cables, LCC template.

3.1.1 Líneas Aéreas

Los conductores utilizados en la línea de transmisión aérea de 230 [kV] son, para las fases ACAR 1100 kcmil y para el cable de guarda, acero galvanizado de 7 hilos y 3/8" HS. A continuación, se presentan sus características.

Tabla 1: Valores de parametrización de los conductores de fase

Parámetro	Valor
Resistencia del conductor en DC (Resis)	0.0556 [Ω /km]
Radio externo del conductor (Rout)	1.533 [cm]
Radio interno del conductor (Rin)	0 [cm]

Tabla 2: Valores de parametrización del cable de guarda

Parámetro	Valor
Resistencia del conductor en DC (Resis)	3.75 [Ω /km]
Radio externo del conductor (Rout)	0.47625[cm]
Radio interno del conductor (Rin)	0 [cm]

Una configuración general para una torre con voltaje 230 [kV] es la suspensión ligera SL1, la cual se ilustra en la Figura 4, donde se indican las posiciones de los conductores y cable de guarda.

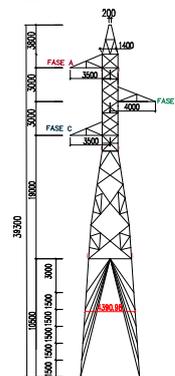


Figura 4: Torre de suspensión ligera [5]

3.1.2 Líneas Subterráneas

Se utiliza cable aislado tipo XLPE de 630 mm² y considera a las pantallas (sheath) conectadas a tierra establecidas por defecto del programa ATP.

Tabla 3: Valores de parametrización del cable aislado

Parámetro	Conductor	Pantalla
Radio interno del conductor (Rin)	0 [m]	0.04325 [m]
Radio externo del conductor (Rout)	0.01495 [m]	0.04541 [m]
Resistividad del material conductor (Rho)	1.82x10 ⁻⁸ [Ω · m]	2.83x10 ⁻⁸ [Ω · m]
Permeabilidad relativa del material del conductor (mu)	1	1
Permeabilidad relativa del material fuera del conductor (mu [ins])	1	1
Permitividad relativa del material fuera del conductor (eps [ins])	2.68	3.1
Espesor de la capa semiconductor interna (Semicon in)	0.0029 [m]	0 [m]
Espesor de la capa semiconductor exterior (Semicon out)	0.0042 [m]	0 [m]
Radio total del conductor	0.0545 [m]	

Los valores de espesor en la pantalla toman el valor de cero como sugerencia del programa ATP.

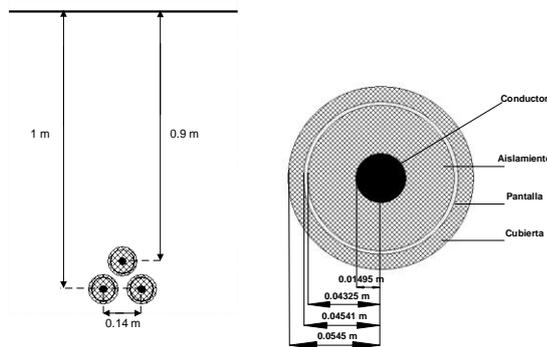


Figura:5 Visualización de cables aislados [5]

3.2 Corriente del rayo (Fuente de corriente de Heidler)

El modelo de onda que más se ajusta a la representación de una descarga atmosférica sobre una línea de transmisión es el de Heidler. Este modelo es más exacto y se aproxima bastante a mediciones de campo debido a que no presenta una discontinuidad en su tiempo derivativo t=0 [6]. La fuente de corriente de Heidler se define como:

$$I(t) = \frac{I_o}{\eta} \cdot \frac{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n}{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n + 1} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_2}} \quad (14)$$

Donde η es el factor de corrección de amplitud, I_o el valor de cresta de la corriente de la descarga atmosférica,

τ_1 la constante de tiempo de subida de la descarga atmosférica y τ_2 la constante proporcional al tiempo de duración de la descarga (intervalo entre t=0 y el punto de la cola donde la amplitud de la función se ha caído al 50% del valor pico) [6].

3.3 Torre de transmisión

En el presente análisis, se usa el modelo multipiso, en razón a su semejanza con la torre de transmisión escogida, compuesto de cuatro tramos que representan las secciones de la torre entre crucetas [7].

Cada sección consta de una línea sin pérdidas en serie con un circuito paralelo resistencia-inductancia, incluido para la atenuación de las ondas viajeras [7].

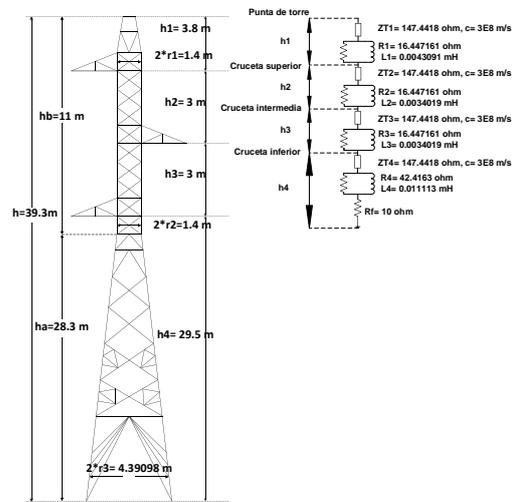


Figura:6 Modelo multipiso [7]

A continuación, se muestran las siguientes ecuaciones que definen sus parámetros:

$$R_i = \frac{-2 \cdot Z_{T1} \cdot \ln \sqrt{\gamma}}{h_1 + h_2 + h_3} \cdot h_i \quad (i = 1,2,3) \quad (15)$$

$$R_4 = -2 \cdot Z_{T2} \cdot \ln \sqrt{\gamma} \quad (16)$$

$$L_i = \alpha \cdot R_i \cdot \frac{2h}{c} \quad (i = 1,2,3,4) \quad (17)$$

Donde Z_{T1} es la impedancia característica de las tres secciones superiores de la torre, Z_{T2} es la impedancia característica de la sección inferior de la torre, h_i es la altura de cada sección de torre, γ es el coeficiente de atenuación y α es el coeficiente de amortiguamiento [7].

La velocidad de propagación considerada es igual a la velocidad de la luz, el coeficiente de amortiguamiento igual a la unidad y el coeficiente de atenuación igual a 0,75.

Una investigación experimental encontró que un cálculo adecuado para Z_{T1} y Z_{T2} es en base a la fórmula de Jordan definida como:

$$Z = 60 \cdot \left(\ln \left(\frac{h}{r_{eq}} \right) - 1 \right) \quad (18)$$



Donde h es la altura de la torre, h_a, h_b son las alturas entre brazos de la torre y r_{eq} es el radio equivalente obtenido de la geometría de la torre:

$$r_{eq} = \frac{r_1 \cdot h_b + r_2 \cdot h + r_3 \cdot h_a}{2 \cdot h} \quad (h = h_a + h_b) \quad (19)$$

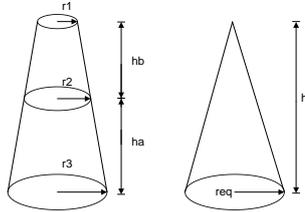


Figura:7 Geometría para el cálculo del radio equivalente [4].

3.4 Resistencia de la puesta a tierra de torre

En la práctica, el valor de la resistencia de la puesta a tierra de pie de torre tiene un rango de valores, que dependen del suelo en el que está ubicada la torre. En este trabajo se utilizan valores conforme a la práctica de CELEC EP Transelectric aplicada en el país para este tipo de líneas, es decir, se considera una resistencia de puesta a tierra igual a 10Ω .

3.5 Cadena de aisladores

Se encuentran ubicados entre el brazo o estructura de la torre y los conductores de fase con el propósito de soportar esfuerzos mecánicos y eléctricos ante alguna condición anormal como en este caso una descarga atmosférica [4].

Según la curva normalizada de CIGRE para flameos en cadena de aisladores de líneas de transmisión el voltaje crítico de flameo es calculado la siguiente ecuación [8]:

$$V_{fl} = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) \cdot w \quad (20)$$

Siendo t el tiempo de flameo en microsegundos y w la longitud de la cadena de aisladores en metros.

En ATP se simula como un interruptor controlado por voltaje denominado Switch voltage contr.

Al implementar los parámetros, cabe mencionar que el tiempo de cierre del interruptor, se tomará igual a 6 microsegundos debido a la curva de CIGRE y la cantidad de cadena de aisladores será de 17 unidades ANSI 52-3 para torres de suspensión y ANSI 52-5 para torres de retención tomados como referencia de CELEC EP Transelectric, con una longitud de 2.482 m.

3.6 Pararrayos

La representación de los DPS en el software ATP es mediante el modelo IEEE, el cual es un modelo dependiente de la frecuencia y está compuesto por dos secciones de resistencias no lineales denominadas A0 y A1, separadas por inductores lineales L_0, L_1 en paralelo con resistencias lineales R_0, R_1 y un condensador C [7].

En cuanto a los parámetros, es necesario conocer la curva característica de V vs I de las dos secciones de resistencias no lineales A0 y A1 [7], la longitud del descargador en metros d igual a 3.063 m, el número de columnas de varistores n igual 1, el voltaje residual en kV para 10 kA, cuando se le aplica un impulso de corriente de $8/20 \mu s$ igual a 500 kV, y las siguientes ecuaciones:

$$L_0 = 0.2 \frac{d}{n} (\mu H) \quad R_0 = 100 \frac{d}{n} (\Omega) \quad (21)$$

$$L_1 = 15 \frac{d}{n} (\mu H) \quad R_1 = 65 \frac{d}{n} (\Omega) \quad (22)$$

$$C = 100 \frac{n}{d} (pF) \quad (23)$$

Para las resistencias lineales en el programa, se escogió el componente no lineal Branch Nonlinear, MOV Type 92; mientras que para el resto de los elementos el componente Branch Linear (R, L, C).

3.7 Fuente del sistema a 60 Hz

La fuente utilizada es de tipo sinusoidal trifásica, constante y balanceada.

4. RESULTADOS

Con el sistema de prueba definido, es necesario establecer los distintos casos que serán simulados y analizados.

En el presente trabajo, se consideran los siguientes casos de estudio:

- Impacto directo de la descarga atmosférica en el cable de guarda o en la torre.
- Impacto directo de la descarga atmosférica en conductores de fase.

El evento con mayor probabilidad de ocurrencia es el impacto de un rayo en el cable de guarda y el de menor probabilidad, el impacto en una fase (falla de apantallamiento).

4.1 Caso Base

Corresponde a la simulación del sistema de prueba de la Fig. 8, con las siguientes consideraciones:

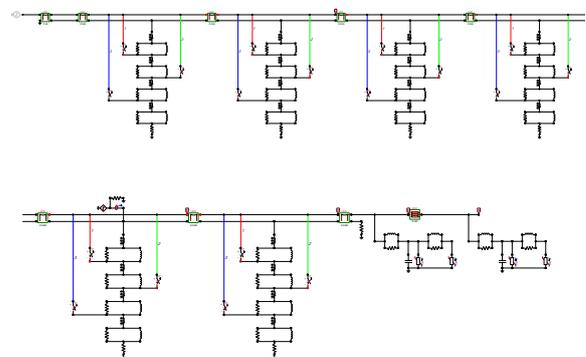


Figura:8 Sistema de prueba en ATP [5]

Descargas atmosféricas directas en cables de guarda o torres

Impacto de la descarga en la segunda torre del sistema, cercana al cable, con una magnitud de 100 kA, tiempo de cresta o pico (T_c) de 0.000005 s, duración de la descarga (τ) de 0.000025 s y factor de influencia de la tasa de crecimiento (n) igual a 5.

Consideración de la fuente de 60 Hz

No se toma en cuenta la fuente de 60 Hz porque su aporte incrementando la diferencia de potencial a través de la cadena de aisladores se da solo cuando la descarga atmosférica coincide en el momento en que la onda de voltaje sinusoidal de la fuente pasa por un pico de polaridad contraria a la polaridad de la onda de la descarga atmosférica. Evento cuya probabilidad es baja.

Debe considerarse que en otras circunstancias su presencia contribuye a disminuir la diferencia de potencial en la cadena (cuando las dos ondas tienen la misma polaridad) y por lo tanto hasta podría disminuir la probabilidad de un flameo.

Longitud del cable

El cable aislado de 230 kV está simulado con una longitud de 6.000 m.

Resistencia de puesta a tierra de las torres

Se considera una resistencia de puesta a tierra en la torre cercana al cable de 1Ω , debido a que con este valor la probabilidad que se produzca un flameo inverso es muy reducida, y en las torres restantes de 10Ω .

Resultados obtenidos

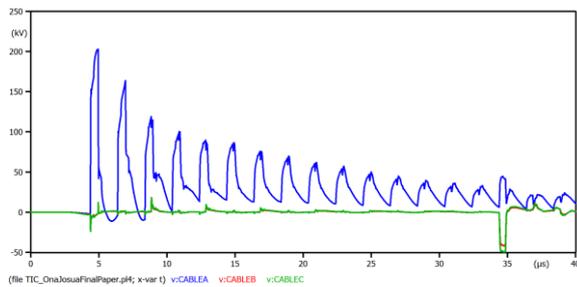


Figura 9: Voltaje a la entrada del cable aislado

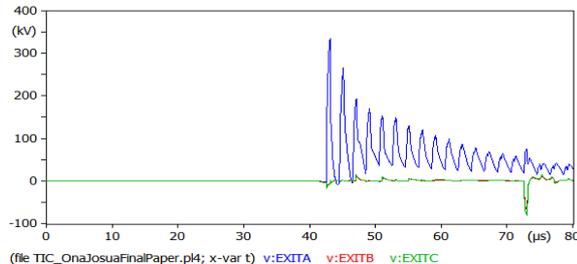


Figura 10: Voltaje a la salida del cable aislado

La Fig. 9 y 10 muestran como las ondas de voltaje al inicio presentan un incremento en su magnitud debido a la caída del rayo; sin embargo, luego empiezan a decrecer

conforme transcurre el tiempo de cola del impulso atmosférico.

La onda de la fase A (color azul) se puede observar que tiene un mayor voltaje en comparación con la fase B (color rojo) y fase C (color verde), es decir, al ocurrir una descarga en el cable de guarda presenta bastantes oscilaciones, un mayor sobrevoltaje inducido por ser la fase más elevada y un mayor tiempo para lograr su estabilidad.

En el caso base es importante mencionar que al existir una descarga atmosférica con un valor de corriente de 100 kA origina ondas viajeras que al llegar a la base de la torre y encontrarse con una discontinuidad (resistencia de la puesta a tierra de torre) provoca ondas incidentes y reflejadas; sin embargo, su efecto no es tan considerable a la entrada del cable aislado, puesto que no causan la operación del DPS implementado.

La magnitud del voltaje obtenido en el terminal remoto del cable es mayor que el obtenido a la entrada del mismo debido a la condición de vacío en la que se encuentra el cable.

4.2 Variación en la magnitud de la corriente del rayo

El presente caso de estudio corresponde a una comparación entre la magnitud de corriente del rayo definida en el Caso Base y las magnitudes de corriente de 200 y 250 kA.

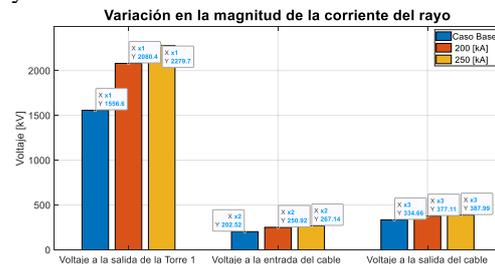


Figura 11: Resultados de voltajes obtenidos en la variación en la magnitud de la corriente del rayo

4.3 Variación de la resistencia de la puesta a tierra de torre

Los valores de resistencia de pie de torre se considerarán entre 10 y 30Ω en la torre impactada por el rayo definida en el Caso Base. La Fig. 12 presenta los resultados obtenidos en este caso de estudio.

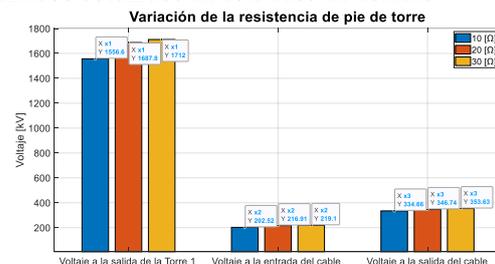


Figura 12: Resultados de voltajes obtenidos en la variación de la resistencia de pie de torre



4.4 Variación de la longitud del cable aislado

La longitud del cable aislado toma valores entre 6 y 12 km. La Fig. 13 presenta los resultados obtenidos a la entrada y salida del cable aislado al momento de impactar el rayo.

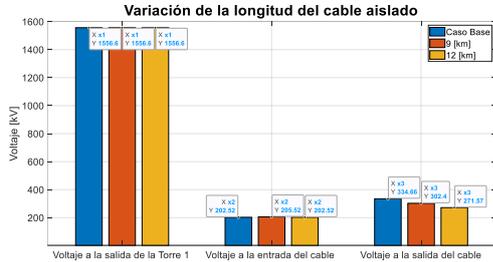


Figura 13: Resultados de voltajes obtenidos en la variación del cable aislado

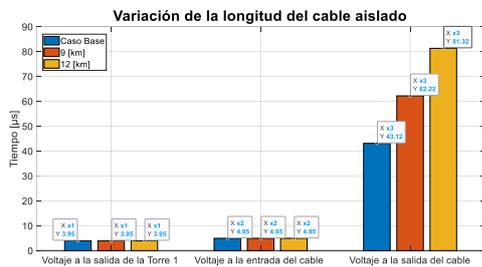


Figura 14: Tiempos obtenidos en la variación de la longitud del cable aislado

4.5 Variación en el lugar de la caída del rayo

Para este caso, se considera una descarga atmosférica de 250 kA en la torre más cercana y una torre más alejada, así como en su Caso Base (segunda torre). La Fig. 15 presenta los resultados obtenidos a la entrada y salida del cable aislado al momento de impactar el rayo.

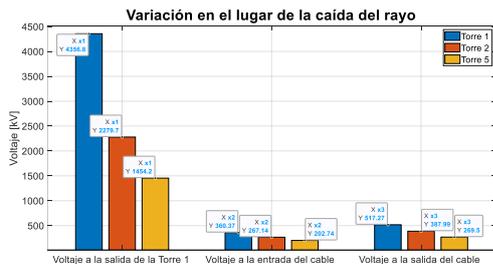


Figura 15: Resultados de voltajes obtenidos en la variación del lugar de la caída del rayo

4.6 Con la implementación de la fuente de 60 Hz

Se considera una fuente de voltaje a una frecuencia de 60 Hz para analizar los efectos que puede causar una descarga en un sistema operando a 230 kV.

En este caso, se tomarán en cuenta dos posibilidades; la primera, al coincidir la polaridad positiva de la descarga atmosférica con el semiciclo negativo de las ondas de voltaje que están en el lugar de descarga en estado estacionario y la segunda, al coincidir la polaridad positiva de la descarga atmosférica con el semiciclo

positivo de las ondas de voltaje que están en el lugar de descarga en estado estacionario.

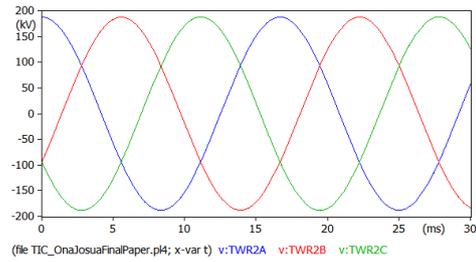


Figura 16: Voltaje a frecuencia industrial en la línea de transmisión

4.6.1 Descarga atmosférica en el Caso 1

Al iniciar la descarga atmosférica, las ondas de voltaje que van a entrar al cable serán la suma o resta de las ondas viajeras ocasionadas por la descarga y las ondas originadas por la fuente de 60 Hz.

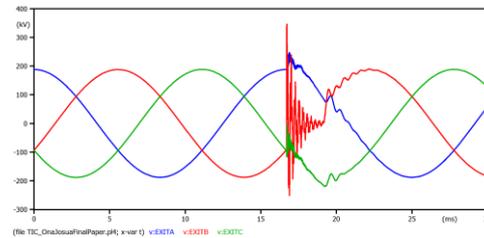


Figura 17: Resultados de voltajes obtenidos a la salida del cable cuando ocurre una descarga atmosférica a los 16,66 milisegundos

4.6.2 Descarga atmosférica en el Caso 2

En este caso, ocurrirá algo similar al caso anterior; sin embargo, es importante considerar que la descarga atmosférica iniciará en otro instante de tiempo.

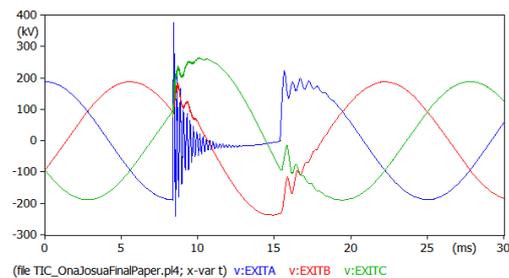


Figura 18: Resultados de voltaje obtenidos a la salida del cable cuando ocurre una descarga a los 8,33 milisegundos

4.7 Descargas atmosféricas directas en conductores

Se considera una descarga directa en el conductor de la fase A con una corriente máxima de fallo de apantallamiento igual a 28,4 kA obtenida mediante las ecuaciones (10), (11), (12). Es decir, las corrientes menores a 28,4 kA impactarán en el conductor de fase superior, mientras que las mayores o iguales a 28,4 kA impactarán en el cable de guarda.

Tabla 4: Resultados obtenidos al producirse una descarga directa en la fase A de magnitud igual a 28 kA

Voltajes en la torre cercana al impacto de rayo kV				
Tope	Fase A	Fase B	Fase C	Cadena de aisladores de la Fase A
693,6	1558,7	345,5	391,1	1475

La descarga en un conductor de fase conlleva a que las ondas viajeras se dividan en dos ondas iguales y se propaguen en ambos sentidos hasta encontrar el cable aislado. De esta forma, se puede observar cómo existe un sobrevoltaje en todas las fases, siendo en la fase A el más crítico, perceptiblemente por su impacto directo y provocando un flameo directo en su cadena de aisladores.

De acuerdo con la Ecuación (13), en la Tabla 5, se muestra la probabilidad de que ocurra una descarga con ciertos valores de magnitud.

Tabla 5: Probabilidad de que la corriente de pico sea menor a estas corrientes

Corriente [kA]	Probabilidad [%]
6,2	1,50
6,5	1,69
9	3,85
11,5	7,055
14	11,236
16,5	16,25
19	21,87
21,5	27,86
24	33,95
26,5	39,94
28	43,422

Se logra evidenciar que la probabilidad de ocurrencia incrementa conforme aumenta la magnitud de corriente del rayo; siendo este el factor más determinante en este tipo de descargas, puesto que a comparación de los casos anteriores no afecta la longitud del cable aislado o resistencia de pie de torre.

4.8 Comentario general

De los resultados obtenidos, se puede observar que, el voltaje máximo obtenido a la entrada del cable es de 360,37 kV y el voltaje máximo obtenido a la salida del cable es de 503,45 kV, siendo de acuerdo con las normas IEC, el nivel básico de aislamiento (BIL) de un cable de 230 kV, 750 kV, se puede apreciar que no existe afectación al aislamiento del cable, para impulsos atmosféricos.

La diferencia en las impedancias características de la línea aérea y del cable aislado tiene un efecto determinante en las magnitudes de voltaje en el cable aislado.

Cabe mencionar que, todos los resultados obtenidos previamente fueron válidos en base a la referencia [9].

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La diferencia de magnitud de la impedancia característica de la línea aérea y de la impedancia característica del cable aislado de alto voltaje, origen de la discontinuidad, determinan los sobrevoltajes que se obtienen en el sistema. La relación de impedancias características produce un coeficiente de transmisión de la onda incidente que reduce la magnitud del voltaje a la que se somete el cable aislado.

De los resultados obtenidos se puede concluir que la magnitud de la corriente del impulso atmosférico que cae en la torre o en el cable de guarda, es el parámetro que mayor incide en los valores máximos de sobrevoltajes, a una mayor magnitud de corriente mayor será el sobrevoltaje en el cable aislado.

Las descargas atmosféricas, que caen en la torre de la línea de transmisión cercana al cable, siempre y cuando su magnitud produzca descarga inversa a través de la cadena de aisladores, producen mayores sobrevoltajes que aquellas descargas atmosféricas que caen en las torres más alejadas del cable y producen descargas inversas en las cadenas de esa torre.

Las magnitudes de los sobrevoltajes producidos en el terminal remoto del cable aislado disminuyen conforme se incrementa la longitud del cable aislado.

Mientras más baja es la resistencia de la puesta a tierra de las torres de la línea de transmisión, la probabilidad de que se puedan producir descargas inversas a través de las cadenas de aisladores por efecto de descargas atmosféricas que golpean el cable de guarda o la torre es más baja.

Al considerar la presencia de la fuente de 60 Hz, el caso más crítico resulta cuando la descarga inversa originada por el impulso atmosférico coincide con los picos de ondas de voltaje del semiciclo negativo de la fuente, aunque su probabilidad de ocurrencia de este evento es muy baja. En consecuencia, el aporte de la presencia de la fuente de 60 Hz se puede considerar no relevante.

Debido a la relación de las impedancias características de la línea de transmisión aérea y el cable aislado, las magnitudes de voltaje obtenidos en los dos extremos del cable aislado no son considerables como para que afecten la integridad del mismo, por lo que en algunas aplicaciones se ha llegado a eliminar el pararrayos ubicado en el ingreso del cable.

Considerando el estudio, diseño e instalación de líneas subterráneas, desde el punto de vista de impulsos atmosféricos, la implementación de cables aislados resulta una alternativa aceptable en lugares donde existen restricciones para líneas aéreas.

En el presente artículo se ha considerado el comportamiento del esquema de transmisión ante descargas atmosféricas, para trabajos futuros, se



recomienda analizar las protecciones eléctricas en sistemas de transmisión conformados por segmentos de líneas aéreas y cables aislados.

Existen algunas variables aleatorias (magnitud de la corriente de rayo, su frente de onda, lugar de la descarga, punto de la onda de la fuente de 60 Hz, etc.) en el desarrollo del fenómeno analizado y que en el presente artículo se han considerado constantes y en algunos casos extremas, por lo que se recomienda realizar el análisis de estos fenómenos mediante simulaciones estocásticas.

Se recomienda probar la metodología propuesta en sistemas eléctricos reales y analizar la validez de los resultados y los tiempos de cómputo que presenta el software ATP.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. A. M. Velasco, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S. L., 2008.
- [2] A. Greenwood, Electrical transients in power systems, México, 1991.
- [3] D. A. Tziouvaras, «Protection of High-Voltage AC Cables,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2006.
- [4] P. X. P. Montalvo, Determinación de sobrevoltajes en el aislamiento de torres de transmisión considerando la variación aleatoria simultánea de los parámetros de las descargas atmosféricas, Quito, 2017.
- [5] J. Oña, «Análisis de los sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2023.
- [6] A. G. Cruz, Análisis de la respuesta transitoria de Sistemas de Puesta a Tierra, Santa Clara: Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, 2012.
- [7] J. A. Martinez-Velasco, Power System Transients, CRC Press, 2017.
- [8] G. A. V. Cedeño, Diseño eléctrico de la línea de transmisión San Francisco–Culebra–Shushufindi, a 230 kV, basado en una baja tasa de fallo: sobrevoltajes por descargas atmosféricas, Quito: EPN, 2021.
- [9] CIGRE 268, «Transient Voltages Affecting Long Cables,» Working Group B1.05, Abril 2005.



Josua Orlando Oña Aráuz.- Nació en Sangolquí, Ecuador en 1999. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico con mención en Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional en 2023. Sus campos de investigación están relacionados con los sistemas eléctricos de potencia, eficiencia

energética y Smart Grids.



Luis Edmundo Ruales Corrales.- Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, 1978. Egresado del PSEC de GE, Schenectady, NY. Tiene una Maestría en Administración de Empresas de la ESPOL. Es

Profesor a Tiempo Parcial en la EPN. Ha desempeñado las siguientes funciones; Jefe de Sistemas de Potencia y Protecciones de la División de Ingeniería Eléctrica del INECEL hasta 1999; Responsable del Área de Planificación y Estudios y Vicepresidente Técnico en TRANSELECTRIC S.A. y CELEC EP TRANSELECTRIC; Gerente de Proyectos y Director de Generación en CELEC EP; Subsecretario de Generación y Transmisión de Energía en el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Gerente de la Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair EP y Gerente General de CELEC EP.

Solution to the short-term Hydrothermal Dispatch problem through nonlinear programming applied to single and multi-node systems

Solución al problema de Despacho Hidrotérmico a corto plazo mediante la programación no lineal aplicada a sistemas de uno y varios nodos

J.S. Ortiz¹ 0009-0004-8412-0751J.A Tayupanda¹ 0009-0004-5513-4273C.I Quinatoa¹  0000-0001-6369-7480¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, EcuadorE-mail: josue.ortiz7570@utc.edu.ec; jefferson.tayupanda6632@utc.edu.ec;
carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec

Abstract

This research proposes two models for the problem of short-term economic dispatch of electrical power systems through nonlinear programming (NLP). The problems raised will be resolved through the cost function of the classic economic dispatch where thermal and hydraulic generation plants will be considered to obtain the electrical power generated in each of the nodes. The proposed methodology will be used for a short-term period of 24 hours with different hourly demand, as it is a short-term dispatch, it focuses on the delivery of power that covers the designated demand in each schedule, so it will not consider a deficit cost or uncertainty in the variables in any of the cases. In the first instance, the model will be developed for a single node with cascade reservoirs, while the second case will be developed in the IEEE 14-bus system. The non-linear programming shows satisfactory results, complying with the operational restrictions implemented in the mathematical model, in addition, the participation of thermal generation is considerably reduced, which represents a lower cost. The first model of a node is validated through bibliography, obtaining an operating cost of \$904,990. In the same way, complying with all the designated parameters, the second model obtains a total cost of \$129,800, satisfying the total demand in both cases, subject to each of its restrictions.

Index terms— economic dispatch, optimization, hydrothermal, short term, nonlinear programming.

Resumen

La presente investigación propone dos modelos al problema de despacho económico a corto plazo de los sistemas eléctricos de potencia por medio de la programación no lineal (PNL). Los problemas planteados serán resueltos mediante la función de costo del despacho económico clásico en donde se considerarán centrales de generación térmica e hidráulicas para obtención de la potencia eléctrica generada en cada uno de los nodos, la metodología propuesta será utilizada para un periodo a corto plazo de 24 horas con diferente demanda horaria, al ser un despacho a corto plazo este se enfoca en la entrega de potencia que cubra la demanda designada en cada horario, por lo que no considerará para ninguno de los casos un costo de déficit o incertidumbre en las variables. En primera instancia se desarrollará el modelo para un solo nodo con embalses en cascada, mientras que el segundo caso será desarrollado en el sistema de 14 buses de la IEEE. La programación no lineal muestra resultados satisfactorios cumpliendo con las restricciones operativas implementadas en el modelo matemático, además se reduce considerablemente la participación de generación térmica lo que representa menor costo, el primer modelo de un nodo es validado mediante bibliografía obteniendo un costo de operación de \$904.990. De la misma forma, cumpliendo con todos los parámetros designados, el segundo modelo llega a obtener un costo total de \$129.802,16 satisfaciendo el total de la demanda en ambos casos, sujeto a cada una de sus restricciones.

Palabras clave— despacho económico, optimización, hidrotérmico, corto plazo, programación no lineal.

Recibido: 31-10-2023. Aprobado tras revisión: 18-12-2023

Forma sugerida de citación: Ortiz, J.; Tayupanda, J.; Quinatoa, C. (2024). "Solución al problema de Despacho Hidrotérmico a corto plazo mediante la programación no lineal aplicada a sistemas de uno y varios nodos". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 11-20

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.609>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

El parque generador del Sistema Eléctrico Ecuatoriano está compuesto por diferentes tipos de centrales, como hidroeléctricas, termoeléctricas y de energía renovable. Las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas son las principales fuentes de generación de energía eléctrica en el país. Para controlar la operación y el despacho económico de estas centrales, se utiliza un modelo de optimización hidrotérmica. Este modelo permite determinar la mejor utilización de los recursos energéticos disponibles y tener en cuenta las restricciones que se presentan, con el objetivo de minimizar los costos operativos del parque generador.

El despacho económico es un área de investigación activa en la operación de los sistemas de potencia, ya que implica analizar múltiples perspectivas y controlar diversos parámetros debido a las características dinámicas del sistema. La programación de la generación busca resolver los problemas de operación al coordinar la operación del sistema eléctrico, considerando aspectos técnicos, operativos y económicos para garantizar la confiabilidad, seguridad y suministro de energía, al mismo tiempo que se maximizan los beneficios y se minimizan los costos asociados a la generación. Existen diferentes métodos de optimización, tanto clásicos como heurísticos, que se aplican según las necesidades y características de cada región y el modelo de su matriz energética. Sin embargo, la información sobre estos métodos está dispersa, lo que dificulta una comprensión más profunda y la correcta aplicación teniendo en cuenta los diferentes parámetros a controlar en el despacho económico.

En consecuencia, existen varias investigaciones sobre el problema de despacho económico en las cuales se plantean diferentes metodologías como [1] que muestra el despacho de las unidades térmicas presentes en un sistema hidrotérmico por medio del uso del algoritmo de optimización que utiliza la inteligencia de las luciérnagas y sugiere ampliar el estudio del mismo considerando las restricciones totales del sistema. Usando otro método heurístico [2] aborda una metodología que incorpora restricciones de estabilidad transitoria utilizando Particle Swarm Optimization (PSO) para integrar todos los elementos considerados en el modelo, este logra una rápida convergencia y soluciones de buena calidad.

En efecto los modelos heurísticos utilizados para resolver los problemas de optimización mediante aproximación intuitiva se califica como un procedimiento para el que se tiene un alto grado de confianza en que encuentra soluciones de alta calidad con un coste computacional razonable, aunque no se garantice su optimalidad o su factibilidad [3], además que se usa el calificativo heurístico en contraposición a exacto.

Dicho lo anterior, mediante la programación no lineal dado a que no trabaja con aproximaciones, sino que se

rige a la formulación matemática que se encuentra contemplada y está obligada a seguir todos los límites y restricciones que se le han implantado con el fin de minimizar el costo de operación del despacho económico horario. Dando como resultado el cómo comprender de forma sintetizada y analítica el modelamiento de los sistemas eléctricos con sus parámetros y variables respectivamente. Por ende se realizan investigaciones como [4] presentan una aplicación computacional para llevar a cabo el despacho económico en un sistema de energía eléctrica utilizando MATLAB utilizando la técnica de los multiplicadores de Lagrange en el cual puede mostrar el proceso y los resultados de una manera didáctica.

De igual manera entorno a la programación clásica se han desarrollado modelos como en [5] y [6] que muestran resultados satisfactorios en cuanto a la entrega de potencia para cubrir la demanda cumpliendo con las restricciones impuestas. Dicho esto, con respecto a la programación no lineal existen varios modelos los cuales describen sistemas uninodales los cuales son modelos incompletos ya que los sistemas eléctricos están asociados directamente entre si mediante las líneas de transmisión, es por eso que en este documento se ha desarrollado en primera instancia el modelo de un solo nodo para posteriormente realizar el despacho económico implementado al modelo de la IEEE de 14 nodos.

Dado a que ya se ha planteado anteriormente sobre que metodología es más eficiente dentro de los problemas de optimización, prueba de ello es la investigación realizada en [7] que establece una comparación entre los métodos clásicos y metaheurísticos de optimización, al intentar optimizar la planificación del movimiento de un robot, se llegó a la conclusión que en esta situación en los métodos metaheurísticos daban como resultado un rendimiento superior, sin embargo en la segunda etapa hicieron la comparación para optimizar la configuración de sistemas de generación distribuida y concluyeron que los métodos clásicos lograron una mejor solución para minimizar las pérdidas de potencia que los métodos metaheurísticos.

Por otro lado, en el ámbito de planificación considerando los factores externos, [8] menciona ventajas de los métodos metaheurísticos sobre los clásicos, una ventaja importante es que logra conducir a soluciones suficientemente buenas para los problemas no lineales, es decir, problemas para los cuales no existe ningún algoritmo exacto conocido que pueda resolverlos en un tiempo razonable, además hace énfasis en que logra resolver problemas con gran complejidad de entradas, lo que presentaría un problema para los métodos clásicos. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, debido a que no se considera factores externos, ni incertidumbres en las variables, la programación no lineal representa una buena herramienta para resolver los problemas de despacho económico.



Dicho esto, el progreso de las investigaciones en la optimización de la entrega de energía, ya sea a través de modelos clásicos o metaheurísticos, muestra un avance significativo en el aporte a la ciencia. Es fundamental resolver estos problemas en el menor tiempo posible, por lo tanto, el enfoque futuro se centra en desarrollar y proponer modelos o metodologías que permitan encontrar soluciones óptimas utilizando la menor cantidad de recursos del procesador. Si bien el uso de modelos de prueba nos permite desarrollar dichas metodologías con la finalidad de resolver de manera eficiente los problemas optimización, esta investigación propone dos modelos los cuales serán resueltos mediante programación no lineal que permitirá a futuro que se deriven problemas más complejos a partir de estos.

2. MODELO HIDROTÉRMICO DE UN NODO CON EMBALSES EN CASCADA

$$\min OF = \sum_t \left(P_t^h \zeta_h + \sum_i (a_i^{th} (P_{i,t}^{th})^2 + b_i^{th} P_{i,t}^{th} + c_i^{th}) \right) \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\sum_h P_{h,t} + \sum_i P_{i,t}^{th} = D_{e,t} \quad (2)$$

$$P_t^h = c_1^h (L_t^h)^2 + c_2^h (R_t^h)^2 + c_3^h R_t^h L_t^h + c_4^h L_t^h + c_5^h R_t^h + C_6^h \quad (3)$$

$$L_t^h = L_{t-1}^h + I_t^h - R_t^h - S_t^h + \eta \sum_h R_{t-\tau_h}^h - S_{t-\tau_h}^h \quad (4)$$

$$L_{t0}^h = L_{ini}^h, L_{t24}^h = L_{fin}^h \quad (5)$$

$$L_{min}^h \leq L_t^h \leq L_{max}^h, h \in up \{h\} \quad (6)$$

$$R_{min}^h \leq R_t^h \leq R_{max}^h \quad (7)$$

$$P_i^{th,min} \leq P_i^{th} \leq P_i^{th,max} \quad i \in \Omega_{th} \quad (8)$$

$$P^{h,min} \leq P_t^h \leq P^{h,max} \quad (9)$$

2.1. Características del sistema

Tabla 1: Demandas del sistema de uno nodo para un periodo de 24 horas [9]

Demanda (MW)					
Hora	PD	Hora	PD	Hora	PD
1	1370	9	2240	17	2130
2	1390	10	2320	18	2140
3	1360	11	2230	19	2240
4	1290	12	2310	20	2280
5	1290	13	2230	21	2240
6	1410	14	2200	22	2120
7	1650	15	2130	23	1858
8	2000	16	2070	24	1590

Tabla 2: Coeficientes de potencia de generación hidráulica [9]

Unidades	C1	C2	C3	C4	C5	C6
1	-0,0042	-0,42	0,03	0,9	10	-50
2	-0,004	-0,3	0,015	1,14	9,5	-70
3	-0,0016	-0,3	0,014	0,55	5,5	-40
4	-0,003	-0,31	0,027	1,44	14	-90

Tabla 3: Flujos de entrada de los embalses [9]

Hora	Embalses (x10 ⁴ m ³)				Hora	Embalses (x10 ⁴ m ³)			
	1	2	3	4		1	2	3	4
1	10	8	8,1	2,8	13	11	8	4	0
2	9	8	8,2	2,4	14	12	9	3	0
3	8	9	4	1,6	15	11	9	3	0
4	7	9	2	0	16	10	8	2	0
5	6	8	3	0	17	9	7	2	0
6	7	7	4	0	18	8	6	2	0
7	8	6	3	0	19	7	7	1	0
8	9	7	2	0	20	6	8	1	0
9	10	8	1	0	21	7	9	2	0
10	11	9	1	0	22	8	9	2	0
11	12	9	1	0	23	9	8	1	0
12	10	8	2	0	24	10	8	0	0

Tabla 4: Límites de capacidad de almacenaje, límites de descarga y límites de generación hidráulica [9]

Planta	V _{min}	V _{máx}	V _{ini}	V _{fin}	Q _{min}	Q _{máx}	Ph _{min}	Ph _{máx}
	x10 ⁴ [m ³]						MW	MW
1	80	150	100	120	5	15	0	500
2	60	120	80	70	6	15	0	500
3	100	240	170	170	10	30	0	500
4	70	160	120	140	13	25	0	500

Los coeficientes de la función de costo de cada unidad térmica (unidad monetaria \$/MW) y los límites de potencia de generación se especifican en la Tabla 5.

Tabla 5: Características técnicas y económicas del sistema térmico [9]

Gen	a	b	c	P _{máx}	P _{min}
G1	0,0005	16,19	100	592	150
G2	0,0003	17,26	970	592	150
G3	0,0020	16,50	700	169	20
G4	0,0021	16,5	680	169	20
G5	0,0040	19,70	450	211	25
G6	0,0071	22,26	370	104	20
G7	0,0008	27,74	480	114	20
G8	0,0041	25,92	660	72	10
G9	0,0022	27,27	665	72	10
G10	0,0017	27,79	670	72	10

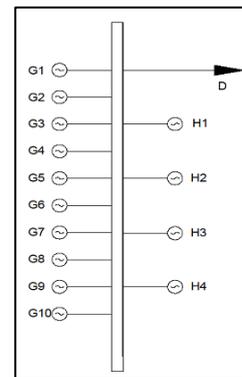


Figura 1: Diagrama unifilar, sistema de un nodo



3. MODELO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Considerando los modelos planteados anteriormente se formula un nuevo modelo no lineal para la coordinación hidrotérmica de la siguiente manera:

$$\min OF = \sum_t \left(P_t^h \zeta_h + \sum_i (a_i^{th} (P_{i,t}^{th})^2 + b_i^{th} P_{i,t}^{th} + c_i^{th}) \right) \quad (10)$$

$$\sum_{i \in \Omega_G^h} P_{i,t}^{th} + \sum_{h \in \Omega_H} P_{h,t} - \sum_{e,t} D_{e,t} = \sum_{j \in \Omega_\ell^i} P_{ij,t} \quad (11)$$

$$P_t^h = c_1^h (L_t^h)^2 + c_2^h (R_t^h)^2 + c_3^h R_t^h L_t^h + c_4^h L_t^h + c_5^h R_t^h + c_6^h \quad (12)$$

Sujeto a:

$$L_t^h = L_{t-1}^h + I_t^h - R_t^h - S_t^h \quad (13)$$

$$L_{t_0}^h = L_{ini}^h, L_{t_8}^h = L_{fin}^h \quad (14)$$

$$P_{ij,t} = \frac{\delta_{i,t} - \delta_{j,t}}{x_{ij}} \quad ij \in \Omega_\ell \quad (15)$$

$$L_{min}^h \leq L_t^h \leq L_{max}^h \quad (16)$$

$$R_{min}^h \leq R_t^h \leq R_{max}^h \quad (17)$$

$$P_i^{th,min} \leq P_{i,t}^{th} \leq P_i^{th,max} \quad i \in \Omega_{th} \quad (18)$$

$$p^{h,min} \leq p_{i,t}^h \leq p^{h,max} \quad (19)$$

$$-P_{ij}^{max} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij}^{max} \quad ij \in \Omega_\ell \quad (20)$$

3.1. Características del sistema

Tabla 6: Coeficientes de potencia de generación hidráulica [9]

Unidades	C1	C2	C3	C4	C5	C6
H1	-0,0042	-0,42	0,03	0,9	10	-50
H2	-0,004	-0,3	0,015	1,14	9,5	-70

Tabla 7: Límites de capacidad de almacenaje, límites de descarga y límites de generación hidráulica [9]

Planta	V_{min}	V_{max}	V_{ini}	V_{fin}	Q_{min}	Q_{max}	Ph_{min}	Ph_{max}
	$\times 10^4 m^3$						MW	MW
1	80	150	100	120	0	15	0	100
2	60	120	80	70	0	15	0	100

Tabla 8: Características del sistema térmico

Unidades	a	b	c	P_{max}	P_{min}
G1	0,0020	16,50	700	169	20
G2	0,0021	16,5	680	169	20
G3	0,0040	19,70	450	211	25

Para este modelo se tomará la misma tabla de entrada de agua de la mostrado en la Tabla 3.

Tabla 9: Parámetros de las líneas de transmisión [10]

LÍNEAS	Reactancia (p.u)	Límite de transmisión [MW]
1-2	0,0592	200
1-5	0,223	200
2-4	0,1763	200
2-3	0,0198	200
2-5	0,1739	200
3-4	0,171	200
4-5	0,0421	200
4-7	0,2091	200
4-9	0,5562	200
5-6	0,252	200
6-11	0,1989	200
6-12	0,2558	200
6-13	0,1303	200
7-8	0,1762	200
7-9	0,11	200
9-10	0,0845	200
9-14	0,2704	200
10-11	0,1921	200
12-13	0,1999	200
13-14	0,348	200

Debido a la gran cantidad de datos que representa la demanda para el sistema de la IEEE de 14 barras, se tomaron los datos de demanda de [11] para un periodo de 24 horas, considerando que esta demanda está pronosticada para un día típico de invierno.

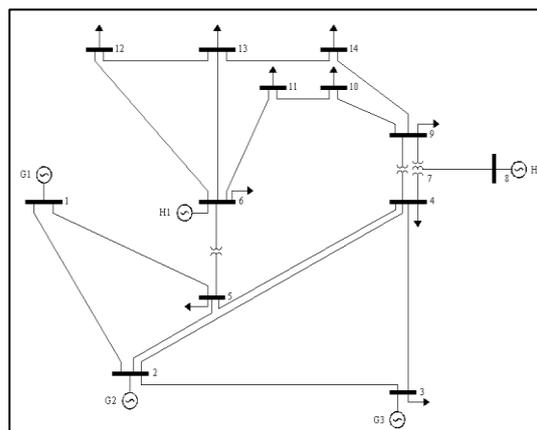


Figura 2: Diagrama unifilar, sistema de 14 nodos

Donde:

- i, j Índice de los nodos de la red
- t Intervalos de tiempo
- h Índice de unidades de generación hidráulica
- th Índice de unidades de generación térmica
- Ω_H^i Conjunto de todas las unidades de generación hidráulica conectadas al nodo i .
- Ω_G^i Conjunto de todas las unidades de generación térmica conectadas al nodo i .
- Ω_ℓ^i Conjunto de todas las líneas conectadas al nodo i

$a_i^{th}, b_i^{th}, c_i^{th}$	Coefficientes de costo de combustible de la unidad térmica i
$D_{e,i}$	Demanda de potencia activa en el nodo i
$P_i^{th,max/min}$	Límites máximo y mínimo de generación de potencia activa de la unidad térmica i en (MW).
$P_i^{h,max/min}$	Límites máximo y mínimo de generación de potencia activa de la unidad hidráulica i en (MW).
R_t^h	Agua liberada por el embalse en el tiempo t
$R_{max/min}^h$	Límite máximo y mínimo de agua liberada por el embalse
I_t^h	Los inlfujos o entradas de agua en el tiempo t
L_t^h	Volumen del embalse en el tiempo t
$L_{max/min}^h$	Limites máximo y mínimo de volumen del embalse en el tiempo t
P_{ij}^{max}	Límite máximo de flujo de energía que conecta el nodo i al j
x_{ij}	Reactancia que conecta el nodo i al j
P_i^{th}	Potencia activa generada por unidad térmica i
P_i^h	Potencia activa generada por unidad hidráulica i
P_i^h	Potencia activa generada por unidad hidráulica i
P_{ij}	Flujo de potencia que conecta el nodo i al j .
δ_i	Angulo en el nodo i
OF	Costo total de Operación (\$)

4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La función objetivo está representada en (1) y (10). El objetivo es encontrar el despacho de potencia térmica e hidráulica de tal manera que se minimiza el costo total de operación [12]. Esta función se encuentra bajo ciertos parámetros y restricciones que debe cumplir.

4.1. Restricciones operativas de los sistemas

Los modelos deberán tienen las siguientes restricciones:

4.1.1. Características de generación de potencia térmica e hidráulica

Las unidades térmicas están formadas generalmente por calderas que permiten que se cumpla el ciclo de generación, por tanto estas unidades se encuentran asociadas a características de entrada-salida expresada en términos de combustible (USD/h) estas son mostradas en la ecuaciones (1) y (10) en donde de denominan

coeficientes a,b,c [13]. Mientras tanto, en una central hidroeléctrica, las turbinas transforman la energía potencial del agua en energía cinética, la cual se convierte en electricidad mediante los generadores. Este tipo de generación ha tenido un papel significativo en el funcionamiento seguro, estable y eficiente de los sistemas eléctricos y está representado por la ecuaciones (3) y (12) asociada con sus coeficientes de turbinado c1-c6 que dependerán de las características propias de cada unidad [14], Sabiendo que la centrales hidráulicas no tienen un costo de combustible como tal se debe asumir un costo variable, este será considerado en 14 \$/MW siguiendo la metodología de [15].

4.1.2. Balance de potencia

Así es como la restricción de balance de potencia donde se plantea que la suma de la generación de energía de las unidades individuales sea igual a la demanda total de energía como se muestra en las ecuaciones (2) y (11) [16].

4.1.3. Límites de generación térmica e hidráulica

Las unidades de generación tanto térmica como hidráulica deben establecer límites máximos y mínimos, los cuales deben respetarse para la correcta operación de la máquina, estas estas dependerán netamente de las características técnicas de la máquina las cuales se muestran en las ecuaciones (8),(9),(18) y (19).

4.1.4. Volumen de embalses

Cuando una cuenca de río tiene un gran potencial hidrológico, es común construir centrales hidroeléctricas en cascada para aprovechar múltiples veces la energía del agua [17]. Esto implica tener en cuenta la entrada de agua, niveles máximos y mínimos que se deben respetar para que el embalse cumpla con su función, esto mostrado en las ecuaciones (4)-(7),(13)-(14) y (16)(17).

4.1.5. Límites de transmisión de potencia

El límite térmico de un conductor para líneas aéreas es la corriente máxima permitida, considerando una temperatura máxima a través del conductor para condiciones ambientales establecidas [18], por lo tanto estas están restringidas a cierto nivel de potencia que garantiza el correcto funcionamiento de los conductores, estos límites están representados por la ecuación (20).

5. PROPUESTA DE SOLUCIÓN MEDIANTE PROGRAMACIÓN NO LINEAL

A continuación, se presenta una propuesta de solución para abordar el problema del despacho hidrotérmico utilizando técnicas de programación no lineal y su implementación en el software GAMS. El despacho hidrotérmico es un desafío importante en la gestión eficiente de sistemas eléctricos, ya que implica la optimización de la generación de energía a partir de fuentes hidroeléctricas y térmicas, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos y las restricciones operativas.



La programación no lineal se presenta como una herramienta poderosa para abordar este problema complejo, ya que permite modelar las variables y las restricciones que intervienen en el despacho hidrotérmico de manera más precisa y realista. En este sentido, el software GAMS se convierte en una excelente opción para implementar y resolver estos modelos de programación no lineal[19], ya que a través de su licencia comunitaria permite modelar y resolver problemas lineales (LP, RMIP y MIP) que no superan las 5000 variables y 5000 restricciones. Para todos los demás tipos de modelos como (PNL), el modelo no puede tener más de 2500 variables y 2500 restricciones. La propuesta se basa en la formulación de un modelo matemático no lineal que representa el despacho hidrotérmico y su implementación en el software GAMS para encontrar la solución óptima. En el modelo, se consideran variables como la generación hidroeléctrica y térmica, la demanda eléctrica, la capacidad de almacenamiento de los embalses y las restricciones operativas.

El software GAMS brinda una interface flexible y eficiente para implementar y resolver modelos de programación no lineal. Su lenguaje de modelado nos permite describir el problema del despacho hidrotérmico de manera clara y concisa, definiendo las variables, las restricciones y la función objetivo. Además, GAMS ofrece una amplia variedad de algoritmos de optimización no lineal que nos permiten encontrar soluciones óptimas de manera eficiente.

En resumen, nuestra propuesta de solución del despacho hidrotérmico mediante programación no lineal se apoya en el uso del software GAMS como una herramienta integral para la implementación y resolución de modelos. A través de esta combinación, buscamos mejorar la eficiencia y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos al considerar de manera más precisa las características y las limitaciones de las fuentes de generación hidroeléctrica y térmica.

Para validar y evaluar la propuesta se tomó como referencia el problema planteado en [7] en donde se analizaron los resultados en base a los parámetros establecidos que fue la base para el desarrollo del modelo de varios nodos.

En sí, la integración de la programación no lineal y el software GAMS en la propuesta de solución del despacho hidrotérmico nos brinda una metodología robusta y eficiente para abordar este desafío energético, se espera que esta investigación contribuya al avance en la gestión óptima de la generación de energía eléctrica y promueva la sostenibilidad en los sistemas eléctricos.

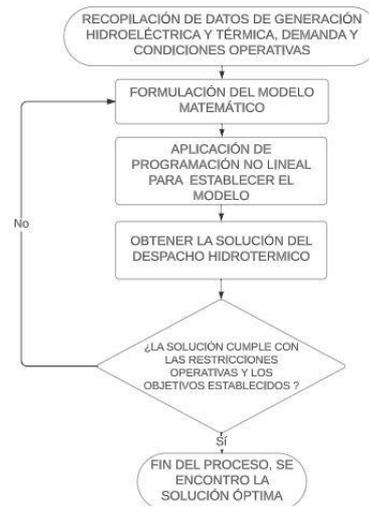


Figura 3: Diagrama de flujo del proceso de solución del problema de optimización

En primera instancia se realiza la recopilación de datos de generación tanto térmica como hidroeléctrica mediante la revisión del estado del arte para su posteriormente realizar la formulación matemática que comprenderá en la composición de las variables y parámetros técnicos encontrados en la investigación, luego esa formulación es plasmada mediante programación no lineal al software de optimización GAMS, una vez obtenido los resultados, se analiza si el despacho cumple con las restricciones operativas y objetivos establecidos, si cumple se habrá encontrado la solución óptima, sino se tendrá que revisar la formulación matemática.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez realizada la programación de los modelos matemáticos presentados en las secciones anteriores, y con ayuda de las técnicas de optimización con restricciones de igualdad y restricciones de desigualdad utilizadas en esta investigación, se logró obtener los siguiente:

Los resultados del problema de despacho económico realizado mediante la programación no lineal en GAMS nos muestra la potencia activa generada por las unidades térmicas e hidráulicas, el primer modelo de un nodo cuenta como 10 unidades térmicas y 4 unidades hidráulicas. Para el caso de las centrales hidráulicas, ya que esta es un tipo de generación renovable no se tiene un costo variable asociado a la potencia generada, sin embargo, de manera didáctica se tomará en cuenta el costo de oportunidad de agua que estará a 14\$/ MW con el fin de obtener el costo económico de dicho tipo de generación, este modelo fue tomado de [9] en donde se muestra la participación de cada una de las unidades.

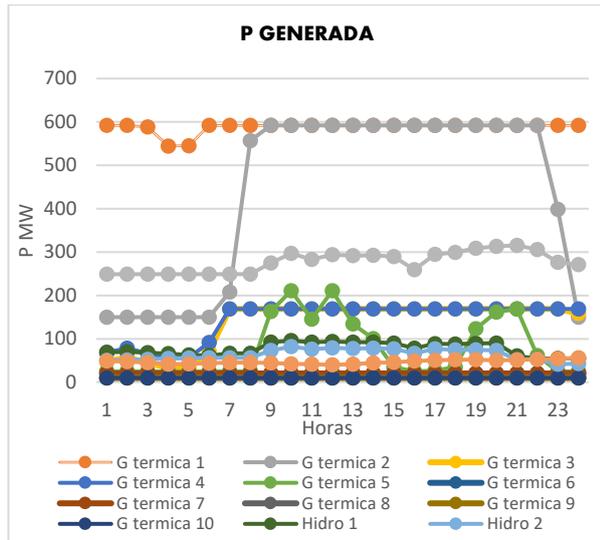


Figura 4: Potencia activa generada por las unidades, modelo de un nodo

La Figura 4 muestra la potencia de las unidades térmicas e hidráulicas siendo esta la solución que nos determina el menor costo posible teniendo en cuenta todas las restricciones a las que se ha sometido el sistema.

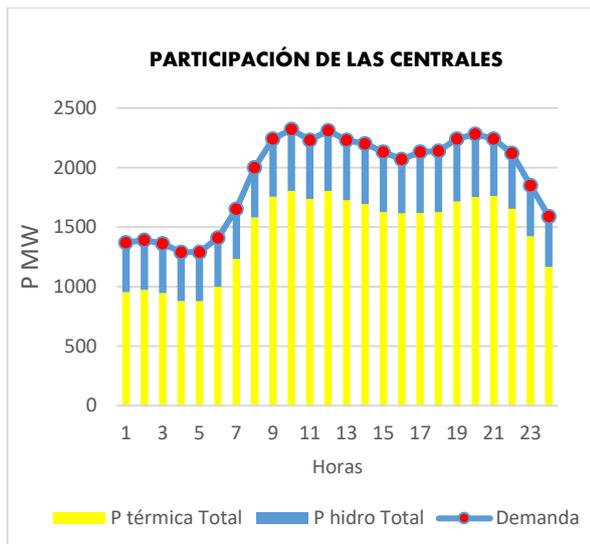


Figura 5: Potencia activa generada por tipo de tecnología, modelo de un nodo

Ya que en esta investigación no se está considerando las pérdidas ni costo de déficit, toda la potencia generada deberá ser igual a la potencia que se demanda en cada hora, en la Figura 5 se muestra de mejor manera el aporte por tipo de tecnología, en donde se observa que para el modelo de un solo nodo se tiene un aporte mayor de las unidades térmicas, se tiene un porcentaje promedio de estas centrales con un 75,132% mientras que las centrales hidráulicas tienen un porcentaje promedio de 24,867%

Esto representa un costo de \$748.770 para la parte térmica y para la parte hidráulica \$156.220 dando un costo total de la operación de \$904.990 dólares como se muestra en la Tabla 10.

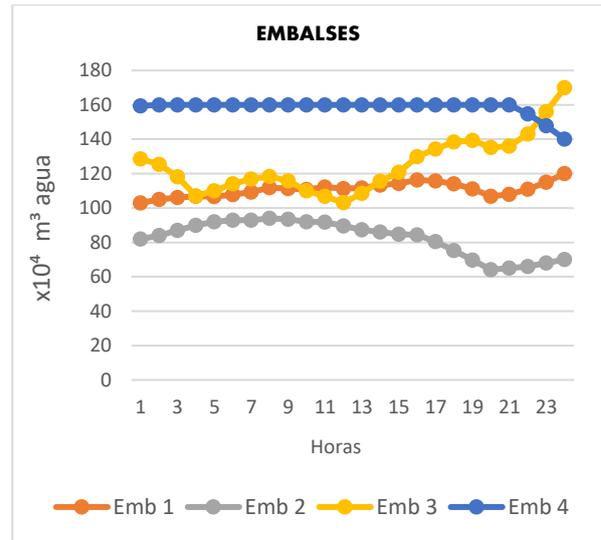


Figura 6: Nivel de los embalses, modelo de un nodo

La Figura 6 muestra el nivel de los 4 embalses existentes, el modelo cuenta con embalses conectados hidrológicamente, se observa cómo se cumple con los volúmenes sin excederse del máximo y mínimo de almacenamiento.

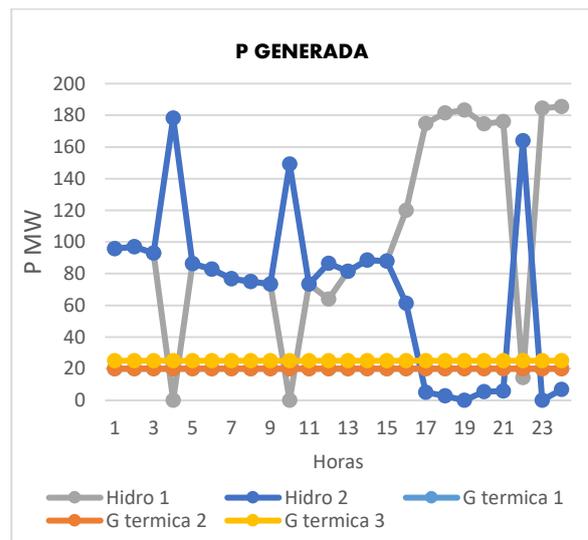


Figura 7: Potencia activa generada por las unidades, modelo de 14 nodos

El siguiente modelo resuelto se presenta en el esquema de 14 nodos de la IEEE, en donde originalmente se cuentan con 5 centrales térmicas ubicadas en los nodos 1, 2, 3, 6 y 8, ahora se ubicarán en los nodos 6 y 8 dos centrales hidráulicas reemplazando las térmicas existentes, el planteamiento en el modelo se realiza en base a que existe una escasez de modelos abordando líneas de transmisión, por lo cual el escogió al de sistema 14 nodos ya que esta es una buena alternativa para representar sistemas de mediana escala. Dicho esto, se puede observar en la Figura 7 la potencia activa generada por las unidades, en donde se el sistema opera dentro de los límites máximos y mínimos establecidos.

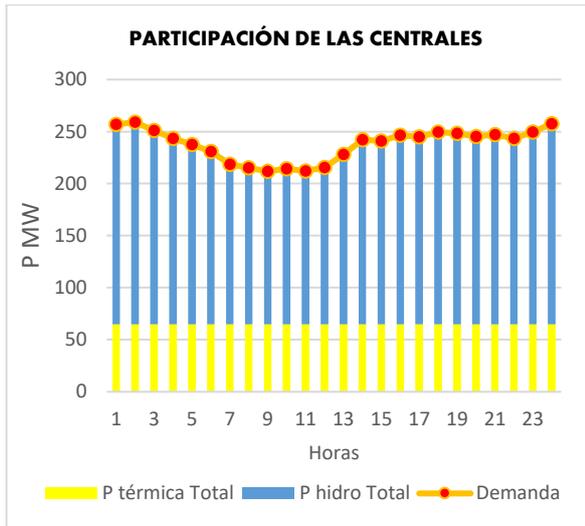


Figura 8: Potencia activa generada por tipo de tecnología, modelo de 14 nodos

De igual manera que en el caso anterior, no se consideran las pérdidas y costo de déficit, por lo tanto, en la Figura 8 se muestra el aporte por tipo de tecnología, en donde en este caso observa que para el modelo de 14 nodos se tiene un aporte mayor de las unidades hidráulicas, por parte de las centrales térmicas se tiene un porcentaje promedio de 27,445% mientras que las centrales hidráulicas tienen un porcentaje promedio mayor de 72,554%.

Esto representa un costo de \$71.727,360 para la parte térmica y para la parte hidráulica \$58.074,8 dando un costo total de la operación de \$129.802,16 como se muestra en la Tabla 11.

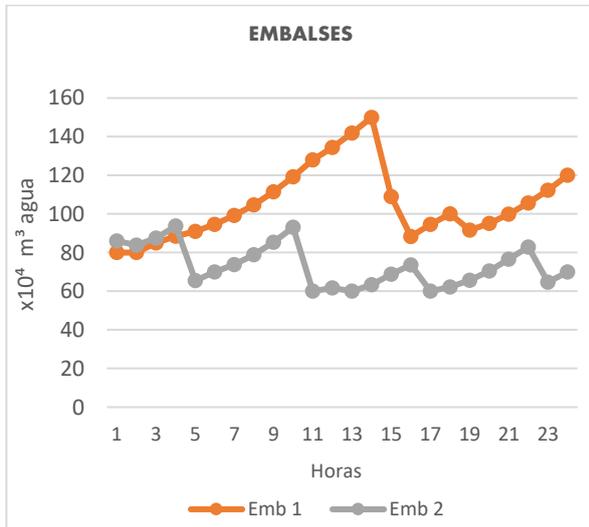


Figura 9: Nivel de los embalses, modelo de 14 nodos

La Figura 9 muestra el nivel de los embalses ubicados en los nodos 6 y 8, cabe mencionar que en este caso cada central hidráulica tiene su embalse independiente del otro, así mismo cumplen con los niveles máximos y mínimos de almacenamiento.

Tabla 10: Resultados del despacho económico para el modelo de un nodo

Detalle	Valor obtenido en GAMS	Valores propios de bibliografía [9]	Error porcental
Costo Térmico	\$748.770	\$702.306	6.61%
Costo Hidroeléctrico	\$156.220	-	-
Total	\$904.990	\$702.306	-

Siendo este un modelo propio de [9], en la investigación resuelven el problema utilizando algoritmos genéticos, en el cual se observa como en el despacho económico no se cumplen con algunas restricciones de potencia de los generadores, en la investigación el mínimo de generación es de 10 MW sin embargo el modelo despacha 0 MW en algunos generadores lo que evidentemente no cumple estrictamente con las restricciones que se le impusieron.

Por consiguiente, el modelo desarrollado mediante programación no lineal muestra un despacho económico cumpliendo con todas las restricciones por lo que brevemente se expondrá lo siguiente:

El problema resuelto por [9] muestra un costo de las centrales térmicas de \$702.306 mientras que el modelo resuelto en GAMS muestra un costo de \$748.770, existe una diferencia de \$46.464 la cual se justifica con la participación de todas las centrales térmicas, ya que su límite no permite que estas dejen de operar el deben estar generando el mínimo permitido, esto representa el costo adicional que se menciona.

Tabla 11: Resultados del despacho económico para el modelo de 14 nodos

Tipo	Costo de Generación [\$]
Termoeléctrico	\$71.727,360
Hidroeléctrico	\$58.074,8
Total	\$129.802,16

En síntesis, el modelo de 14 nodos, presenta dentro del despacho de 24 horas un coste total de **\$129.802,16**. Divididos en \$71.727,360 de la parte térmica y \$58.074,8 de la parte hidráulica. Mientras que el modelo de un nodo presenta **\$904.990**. Divididos en \$748.770 para la generación termoeléctrica y \$156.220 para la generación hidroeléctrica.

Ambos modelos difieren por un costo de 775.187,84\$. Esto no solo por el tipo de sistema, sino también influyen la demanda y principalmente la participación de las centrales térmicas, en ambos casos el costo térmico es más elevado debido a su naturaleza y costo de combustible elevado. La solución obtenida de GAMS muestra que se encontró el óptimo local, es decir, la función objetivo es muy precisa, mientras que los valores de las variables son menos precisos debido a una



función objetivo plana en el interior del área factible, dicho lo anterior, se puede decir que la calidad de la solución es satisfactoria.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las operaciones de los sistemas eléctricos de potencia varían según su planificación en diferentes momentos. En la literatura científica, se utilizan modelos matemáticos de optimización, como PL, PNL, MILP, MILNP, y también métodos metaheurísticos, como algoritmos genéticos y enjambres de abejas. La mayoría de las investigaciones sobre la coordinación de los sistemas eléctricos de potencia utilizan métodos metaheurísticos debido a la naturaleza no lineal de la optimización. Sin embargo, también existen modelos exactos, como la programación entera lineal para la planificación de la expansión, la programación no lineal para minimizar las pérdidas en la red y la programación lineal para la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, que consideran restricciones lineales.

En esta investigación, se utiliza PNL junto con el solucionador CONOPT para resolver el problema de coordinación hidrotérmica. La calidad de los resultados obtenidos para ambos casos se muestra satisfactorios ya que en ambos se encuentra el óptimo local, debido a las restricciones de los sistemas modelados en esta investigación. Para el modelo de un nodo muestra una participación promedio de 24,867 % por parte de las centrales hidroeléctricas, con respecto a las centrales térmicas estas tienen un porcentaje menor debido a que solo son 4 unidades en comparación a las 10 térmicas que existen, sin embargo, el modelo cumple con las restricciones y en efecto, minimiza la participación de la generación térmica. De igual manera para el modelo de 14 barras, la generación hidroeléctrica en este caso representa un 72,554%, logrando concluir que los modelos cumplen con su función objetivo, satisfaciendo sus restricciones. Sin embargo, el hecho de no haber encontrado el óptimo global no implica que la solución se inexacta, existe la posibilidad de que haya soluciones aún más eficientes y rentables fuera de ese rango específico de restricciones impuestas en cada caso. Esto sugiere que se puede realizar futuras investigaciones estableciendo un análisis más exhaustivo y considerar diferentes enfoques o algoritmos para explorar un espacio de soluciones más amplio y encontrar el óptimo global.

El uso de la programación no lineal frente al problema de despacho hidrotérmico muestra resultados satisfactorios, esto debido a que se conocen los parámetros de demanda y condiciones operativas, sin embargo condiciones como la demanda o el flujo de entrada de los embalses no puede ser exacto debido a la variación que se tiene, por tanto ahí la importancia de utilizar modelos determinísticos que permitan predecir estos aspectos con referente a un histórico, si bien el modelo no lineal proporciona resultados sin violar

restricciones, el incorporar los modelos heurísticos y metaheurísticos proporcionará al modelo una aproximación frente al pronóstico de los parámetros desconocidos. Por tanto, se recomienda utilizar los modelos utilizados en esta investigación para la corroboración o implementación de los nuevos modelos probabilísticos.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. A. Oscullo and S. Pilaquina, "Despacho Económico de Unidades Térmicas con Funciones Lineales de Costo utilizando el Algoritmo de la Luciérnaga," *Rev. Politécnica*, vol. 50, no. 1, pp. 35–42, 2022, doi: 10.33333/tp.vol50n1.04.
- [2] D. A. Dias Tamayo, A. Garcés Ruiz, and D. Gonzalez Ocampo, "Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria," *Rev. Tecnura*, vol. 21, no. 51, p. 27, 2017, doi: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2017.1.a02.
- [3] O. De Antonio Suárez, "Una aproximación a la heurística y metaheurísticas," *Univ. Antonio Nariño*, p. 8, 2011.
- [4] H. Cardona, M. A. Burgos, J. W. González, I. A. Isaac, and G. J. López, "Aplicación en Matlab para la Programación del Despacho Económico Hidrotérmico," *Rev. Investig. Apl.*, vol. 6, no. 2, pp. 42–53, 2012.
- [5] M. Barroso and M. López, "Despacho económico utilizando programación lineal, con pasos controlados," *Ing. Energética*, vol. 24, no. 2, pp. 71–76, 2003.
- [6] M. López Pérez and M. Barroso Baeza, "Despacho económico con restricciones de seguridad," *Ing. Energética*, vol. 23, no. 3, p. 71 a la 74, 2002.
- [7] G. Zahara, T. Thomas, and S. Amanda, "Comparing classical and metaheuristic methods to optimize multi-objective operation planning of district energy systems considering uncertainties," *Appl. Energy*, vol. 321, 2022.
- [8] S. Bandaru and K. Deb, "Metaheuristic techniques," *Decis. Sci. Theory Pract.*, pp. 693–749, 2016, doi: 10.1201/9781315183176.
- [9] P. E. Oñate Y and J. M. Ramírez A, "Solución Al Problema De Coordinación Hidrotérmica De Corto Plazo Por Algoritmos Genéticos," *Rev. Técnica "Energía"*, vol. 5, no. 1, pp. 39–47, 2009, doi: 10.37116/revistaenergia.v5.n1.2009.239.
- [10] D. Asija, K. Soni, S. Sinh, and V. . Yadav, "Assessment of congestion condition in transmission line for IEEE 14 bus system using D.C. optimal power flow," *India Int. Conf. Power Electron.*, vol. 7th, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1109/IICPE.2016.8079332.



- [11] H. Raafat and G. Ibrahim, "Impact of Demand Response and Battery Energy Storage System on Electricity Markets," 2017.
- [12] S. Mohammad, Y. Hatim, and L. Zuyi, Market Operations in Electric Power Systems. 2003.
- [13] S. S. Mukrimaa et al., Optimization of power System Operation, vol. 6, no. August. 2016.
- [14] Y. Weijia, Hydropower Plants and Power Systems: Dynamic Processes and Control for Stable and Efficient Operation. 2019.
- [15] A. Soroudi, Power system optimization modeling in GAMS. 2017. doi: 10.1007/978-3-319-62350-4.
- [16] Navneet Kaur, Maninder, and Inderjeet Singh, "Overview of Economic Load Dispatch Problem in Power System," Int. J. Eng. Res., vol. V4, no. 07, pp. 1050–1054, 2015, doi: 10.17577/ijertv4is070380.
- [17] J. Expósito, Antonio Gómez Martínez Ramos, "Sistemas Eléctricos de Potencia," p. 282, 2008.
- [18] B. R. Castellanos, "Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia," Ing. Investig. y Tecnol., 2014.
- [19] J. Tarapuez and G. Barrera, GAMS Aplicado a las Ciencias económicas. 2010. [Online]. Available: http://www.fce.unal.edu.co/uifce/proyectos-de-estudio/pdf/GAMS_aplicado_a_las_Ciencias_Economicas



Jefferson Tayupanda. - Nació en Ecuador, Quito en 1995, cursó sus estudios secundarios en el Colegio Técnico Industrial Miguel de Santiago. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2022; Actualmente se encuentra culminando sus estudios de Master en Pedagogía con mención en formación técnica y profesional. Sus campos de investigación están relacionados a la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.



Carlos Quinatoa Caiza. - Nacido en Tanicuchi, Ecuador en 1988. Colegio. Gral. Marco Aurelio Subía. Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira y Aspirante a Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, estudios realizados mediante la obtención de la beca Alemana DAAD, miembro activo de la Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE, investigador junior de la IEEE, consejero de la Rama Estudiantil IEEE-UTC, coordinador de la Maestría en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la UTC, docente investigador de ingeniería en electricidad y maestría en electricidad de la UTC.



Josue Ortiz Malla. - Nació en Ecuador, Santo Domingo de los Tsáchilas en 1999, cursó sus estudios secundarios en Colegio Alessandro Volta. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2021; Actualmente se encuentra culminando sus estudios de Master en Electricidad mención Sistemas eléctricos de Potencia. Sus campos de investigación están relacionados con la optimización operación y control de los sistemas eléctricos de potencia con énfasis en programación.

Parameter Identification, Validation and Tuning of Speed Regulator Tool Using Heuristic Optimization Algorithms

Herramienta de Identificación Paramétrica, Validación y Sintonización de Reguladores de Velocidad Mediante Algoritmos de Optimización Heurísticos

W.F. Brito¹  0009-0004-3002-2427 M.S Chamba²  0000-0001-6843-7151
 D. Echeverría²  0000-0002-1743-9234 A. De La Torre²  0000-0003-1431-1152
 D. Panchi¹  0000-0003-2701-531X

¹ CELEC EP, Unidad de negocio Coca Codo Sinclair, Quito, Ecuador

E-mail: wilson.brito@celec.gob.ec, david.panchi@celec.gob.ec

² Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, Ecuador

E-mail: decheverria@cenace.gob.ec, mchamba@cenace.gob.ec; adltorre@cenace.gob.ec

Abstract

Currently, Ecuadorian electrical system operation is experiencing several technical challenges, such as: 1) neighboring electrical systems integration in the Andean Electrical Interconnection System (SINEA) and 2) primary energy sources diversification. Under these new operating conditions, dynamic safety may be compromised by frequency stability issues. Based on frequency regulation, the objective is to use control mechanisms and available generation reserves to respond suitably to the electrical system's demands. Within this context, it becomes imperative to devise methodologies that ensures fast and accurate responses of power-frequency control equipment, such as speed regulators employed for Primary Frequency Regulation in generators. Given this foundation, an approach is presented relying on heuristic optimization methodologies, for the development of a tool that helps to compute the parametric identification and adjustment of speed controllers. Using measurements obtained from the proposed methodology, the developed tool was able to effectively perform the identification and validation of the speed regulation system of the CCS power plant as well as to propose new parameters that improve the response of the identified system.

Resumen

En la actualidad, la operación del sistema eléctrico ecuatoriano experimenta varios desafíos técnicos, tales como: 1) la integración de sistemas eléctricos vecinos en el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y 2) la diversificación de las fuentes primarias de energía. Bajo estas nuevas condiciones operativas, la seguridad dinámica puede ser afectada por problemas de estabilidad de frecuencia. Con base en la regulación de frecuencia se busca, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponible, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema eléctrico. Bajo este contexto, es necesario el desarrollo de metodologías que permitan la respuesta rápida y precisa de los equipos de control potencia - frecuencia, tales como los reguladores de velocidad, los cuales actúan de forma local en los generadores para realizar la Regulación Primaria de Frecuencia. Con estos antecedentes, se propone una metodología, basada en métodos heurísticos de optimización, para el desarrollo de una herramienta que permita realizar la identificación paramétrica y ajuste de los reguladores de velocidad. Con las mediciones obtenidas en base a la metodología propuesta, la herramienta desarrollada logró de manera efectiva realizar la identificación y validación del sistema de regulación de velocidad de la central CCS así como proponer nuevos parámetros que mejoran la respuesta del sistema identificado.

Index terms— Droop, Frequency, Governors, Optimization, Tuning.

Palabras clave— Estatismo, Frecuencia, Gobernadores, Optimización, Sintonización.

Recibido: 07-09-2023, Aprobado tras revisión: 18-12-2023

Forma sugerida de citación: Brito W.; Chamba M.; Echeverría D.; De La Torre, A.; Panchi D.; "Herramienta de Identificación Paramétrica, Validación y Sintonización de Reguladores de Velocidad Mediante Algoritmos de Optimización Heurísticos"

Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 21-33

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.612>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la Corporación Nacional de Electricidad, CELEC EP, emprendió la construcción de grandes plantas de generación hidroeléctrica en el Ecuador (incluida la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW), las cuales entraron en operación comercial de forma paulatina desde el año 2016. Además, la incorporación del sistema de transmisión a nivel de 500 kV ocasiona cambios en las condiciones operativas del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Sumado a esto, se proyecta la construcción de bloques de generación renovable que se caracterizan por la intermitencia en el recurso primario (irradiación solar, viento, caudal) [1].

En este escenario, ante perturbaciones, el sistema eléctrico se encuentra expuesto a condiciones de alto estrés que eventualmente podrían ocasionar la pérdida de la seguridad del sistema y, como consecuencia, interrupción parcial o total de la energía eléctrica [2]. En este sentido, resulta necesario disponer de mecanismos que permitan garantizar un grado de seguridad fiable durante la operación del sistema eléctrico. Uno de los aspectos fundamentales a ser mejorados es la respuesta dinámica del sistema ante desbalances entre generación y carga, mediante la correcta actuación de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), considerando los requerimientos mínimos de la regulación nacional y normas internacionales [2].

En la Regulación No. ARCERNR 004/20 (Codificada) denominada: “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia” se establecen las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema eléctrico de potencia [3]. En el artículo 13 “Criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía” se detallan los criterios de calidad, donde se menciona que: “Todas las unidades de generación que se encuentren en operación deben responder de forma continua ante variaciones de la frecuencia que se presenten como resultado de eventos que causen desbalances entre la generación y la carga”.

Adicionalmente, en la sección 21 de la Regulación Nro. ARCERNR 001/23: “Régimen de Transacciones Comerciales en el Sector Eléctrico Ecuatoriano” se plantea el “Tratamiento comercial de servicios complementarios” [4]. En esta sección se menciona que: “En el caso de que un generador no cumpla con la RPF, deberá compensar al o a los generadores que suplieron esta deficiencia...”.

Para el cumplimiento de estos requerimientos, es necesario el desarrollo de metodologías que permitan sintonizar los parámetros de los controles potencia – frecuencia para brindar una respuesta adecuada [5], estos controles son conocidos como reguladores de velocidad o gobernadores, los cuales actúan de forma local en los generadores para realizar la RPF. Con estos antecedentes, se propone una metodología para realizar la

identificación y sintonización de reguladores de velocidad mediante un modelo de optimización, el cual permitirá cumplir con los requerimientos mínimos de respuesta exigidos en la normativa internacional y futuro código de red.

Existen distintas aproximaciones para la identificación de los parámetros de los modelos dinámicos, en [6] se enumeran los métodos clásicos de identificación ante pruebas de impulso, paso, de onda senoidal y respuesta en frecuencia; siendo uno de los métodos más usados, el de mediciones directas ante respuestas de impulso y paso. En las propuestas, [7], [8] se realiza la identificación a través de respuestas de impulso debido a la relativa facilidad de inyectar la señal de tipo pulso en el sistema de control.

Los algoritmos de optimización heurística son ampliamente usados para resolver este tipo de problemas, por ejemplo en [8] se utiliza el “Hybrid Cuckoo Search” para identificar el sistema turbina-gobernador y sistema de excitación de una central a gas. Por otro lado, en [9], [7], [10] se utiliza el algoritmo heurístico “Mean-Variance Mapping Optimization” (MVMO). En estas metodologías se utiliza el DIGSILENT PowerFactory para simular la respuesta dinámica, cuyos resultados se comparan con registros de eventos o pruebas controladas, obtenidos de unidades de medición fasorial (PMUs, por sus siglas en inglés). Sin embargo, estas metodologías se han orientado únicamente a la validación de modelos y no a la sintonización de sistemas de control considerando normas y regulaciones.

Por otro lado, desde el punto de vista de sistemas de control, existen varias técnicas para sintonizar controladores PID, por ejemplo, métodos de Ziegler & Nichols, Cohen-Coon, Sintonización Lambda, Amigo, entre otros [11]. Estos métodos hacen uso de las características de respuesta del sistema en lazo abierto y en lazo cerrado, siendo las técnicas de Ziegler & Nichols las más conocidas y utilizadas [12]. Sin embargo, estas metodologías se basan en un conjunto de reglas y ecuaciones analíticas de sintonización, las cuales no llegan a una respuesta óptima del sistema de control. En [13] se sugiere que los parámetros calculados con dichas técnicas pueden servir como punto de partida para la aplicación de un algoritmo genético para la sintonización óptima del controlador PID, logrando un menor número de iteraciones del algoritmo, lo que se traduce en un menor costo computacional.

Por último, existe una gran variedad de trabajos de sintonización de sistemas de control que utilizan directamente algoritmos de optimización heurísticos. Por ejemplo, [14] utiliza el MVMO para la sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) y para ello utiliza un modelo Generador – Barra Infinita (SMIB, por sus siglas en inglés) simplificada. Por otro lado, en [15] se propone un método de ajuste de los parámetros de control de un generador hidroeléctrico aislado considerando la respuesta primaria

de frecuencia y respuesta de pequeña señal, sin considerar el cumplimiento de normativa.

En la segunda sección de este trabajo, se propone la revisión de los conceptos de estabilidad de frecuencia y el análisis de la normativa internacional respecto a la sintonización de reguladores de velocidad. En la tercera sección se realiza una revisión de los conceptos y de sintonización de reguladores. En la cuarta sección se plantea una metodología que abarca el protocolo de pruebas y un modelo de optimización para realizar la identificación y sintonización del sistema de control. En la quinta sección se presenta el análisis de resultados aplicados a la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Finalmente, se presentan las principales.

2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debe mantener el equilibrio entre la generación y la demanda a fin de garantizar un funcionamiento seguro y estable. Cuando existe un “exceso/déficit” de generación, usualmente provocado por el aumento o disminución de demanda o pérdida de generación, la frecuencia del sistema se ve afectada disminuyendo o aumentando su magnitud a un valor diferente a la nominal. Por esta razón, el problema de control de frecuencia (control $P-f$) se relaciona con la potencia despachada por los generadores y se organizan en tres niveles: primario, secundario y terciario, tal como se muestra en la Fig. 1.

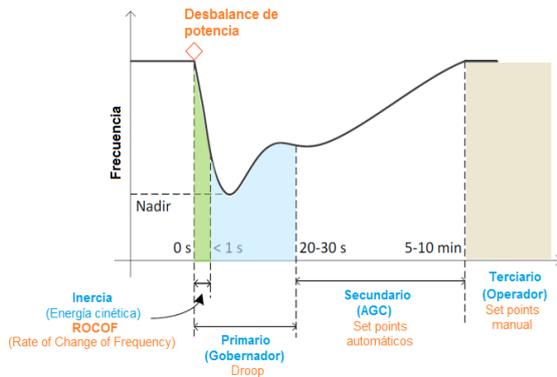


Figura 1: Control de la Frecuencia [17]

En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de generación-carga, la tasa de cambio de la frecuencia ROCOF (Rate of Change of Frequency) y el punto más bajo de la frecuencia alcanzado (NADIR), están determinados principalmente por la magnitud del desbalance, la inercia total del sistema, el amortiguamiento de la carga y por dispositivos de respuesta rápida como el BESS (Battery Energy Storage Systems). Paralelamente, actúan los reguladores de velocidad (también llamado gobernador o “governor” en inglés, GOV), recuperando el balance entre la generación y la carga y, ubicando la frecuencia en un nuevo punto de operación. Este control primario opera entre los 20 y 30 segundos [2], [18].

Posteriormente, actúa el control secundario en el ámbito de área de control (AGC) regulando la frecuencia y el intercambio de potencia con áreas vecinas [19]. Este control opera entre 5 y 10 minutos. Por último, actúa el control terciario en tiempos superiores a los 10 minutos, recuperando el estado normal del sistema con las con niveles de reservas óptimos [2], [18].

2.1 Regulador de Velocidad (GOV)

En la Fig. 2 se muestran los componentes del sistema de generación que actúan con el control de GOV. Cuando existe un desbalance instantáneo entre la potencia eléctrica (Pe) y la potencia de carga (PL) se produce un cambio en el torque eléctrico de salida (Te) del generador, produciendo una desigualdad con el torque mecánico (Tm). Esta desigualdad de torques provoca una variación de la velocidad angular del rotor y, por ende, la variación de la frecuencia [16], [20].

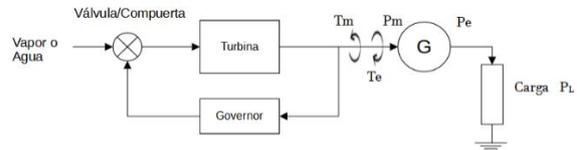


Figura 2: Esquema de generación para regulación de frecuencia primaria [16]

El GOV censa el cambio de velocidad y envía una señal de control al sistema de válvulas/compuertas con la finalidad de regular el flujo de la energía primaria que llega a la turbina. Como consecuencia, el Tm de la turbina se iguala al Te ejercido por PL , logrando así, que la velocidad retorne al valor deseado [16], [21].

La mayoría de los reguladores electro-hidráulicos de velocidad se basan en el control PID (Proporcional-Integral-Derivativo), en lazo cerrado con el droop de velocidad (Rp), tal como se muestra en la Fig. 3 [16]. Este controlador calcula continuamente el error entre una señal medida y una de referencia, y modula la respuesta mecánica. Para ello, cada bloque del PID tiene una función específica:

Bloque Proporcional (Kp): Produce una acción de control proporcional al error medido. Su influencia en el sistema de regulación de velocidad es inmediata y significativa.

Bloque Integral (Ki/s): Produce una acción de control acumulativa cuya velocidad es proporcional a la magnitud del error de entrada. En conjunto con el bloque proporcional determina la estabilidad de la respuesta del regulador de velocidad. Desde el punto de vista del error, el bloque integral recorta la entrada del error al controlador para determinar la precisión de estado estacionario del sistema de regulación.

Bloque Derivativo (sKd): Su acción de control es proporcional a la tasa de cambio del error. Su acción permite extender los límites del regulador de velocidad al



permitir ganancias de los bloques proporcional e integral más grandes.

Droop, también conocido estatismo (Rp): Relaciona el incremento relativo (por unidad) de velocidad $\Delta\omega$ o de frecuencia Δf y el incremento relativo de potencia de salida ΔP . Por ejemplo, si Rp es 4% significa que ante una variación de frecuencia del 4% se produce un cambio de la potencia de salida del 100% [16].

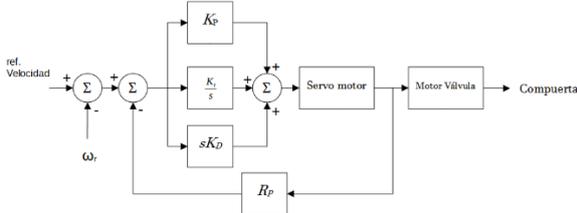


Figura 3: Esquema de Regulador de Velocidad tipo PID

2.2 Normativa Internacional

Las características de acción de los reguladores de velocidad ante un evento que requiera RPF están descritas en distintas normas internacionales y códigos de red. Para el desarrollo de la metodología propuesta se presenta, analiza y modela la regulación de la Comisión Europea [22]. En la Fig. 4 se muestra la curva característica de regulación de frecuencia, donde se muestra los principales parámetros para la verificación de la capacidad de respuesta, tales como:

- Droop:** ajustable en el rango de 3 a 8%.
- DB:** La banda muerta de la respuesta de frecuencia entre la cual el regulador de velocidad no ejercerá ninguna acción, la cual se especifica en el rango de frecuencia de 0-200 mHz.
- $|\Delta P1|/Pref$:** intervalo de respuesta a la frecuencia, donde $\Delta P1$ es la respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia Δf (ver Fig. 5). Se considera un intervalo entre 1% y 10%. Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 60 Hz. $\Delta P1$: respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia (Δf) calculada a través de la ecuación (1).

$$|\Delta P| = \frac{|\Delta f| - |DB|}{60 \text{ Hz}} \times \frac{Pref}{Droop} \times 100 \quad (1)$$

- Pref:** potencia de referencia del sistema analizado, puede ser igual a la nominal de la máquina.
- Pnom:** potencia nominal de la máquina.
- Retraso inicial (t1):** tiempo de activación de la respuesta de frecuencia. Este tiempo se mide desde que se detecte un cambio de frecuencia hasta cuando se produzca una variación del 1% del ΔP ensayo (ver Fig. 5). $t1$ debe ser menor a 2 seg.
- Tiempo de activación total (t2):** tiempo de activación de la respuesta de regulación a un cambio de frecuencia Δf del cual se espere una respuesta igual a $|\Delta P|/Pref$ (incluyendo el retraso inicial $t1$). A efectos de la determinación del $t2$ se considerará el tiempo

correspondiente al último valor de P que entra dentro de la banda $\pm 1\%$ de $Pref$ alrededor de $|\Delta P1|/Pref$ (ver Fig. 5). $t2$ debe ser menor a 30 seg

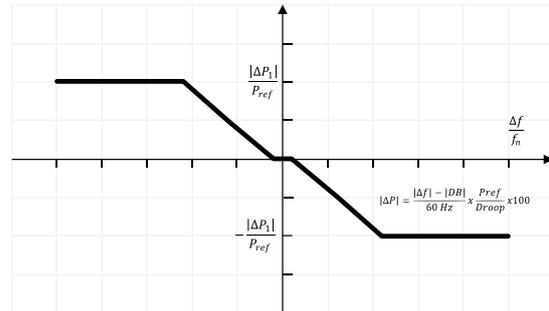


Figura 4: Curva característica de regulación de frecuencia

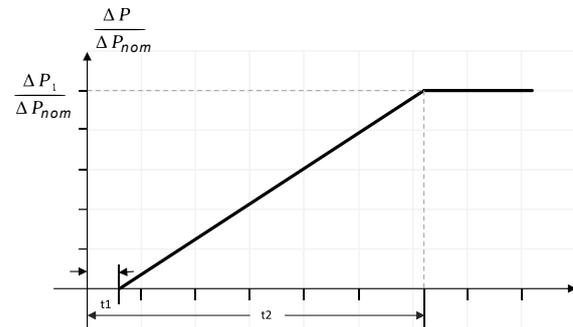


Figura 5: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia

3. IDENTIFICACIÓN Y SINTONIZACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL

El objetivo de la identificación es modelar el sistema de control de forma tal que, la simulación sea razonablemente semejante al resultado de un evento o prueba controlada [9]. Por otro lado, el proceso de sintonización del modelo requiere de una comprensión profunda del proceso que se está modelando y el propósito para el cual se utilizará el modelo [7]; esto con la finalidad de encontrar los parámetros adecuados para un correcto funcionamiento, cumpliendo normas y códigos de red .

Debido a la compleja naturaleza de la dinámica, donde se deben resolver ecuaciones algebraico diferenciales, el problema de optimización se caracteriza por ser discontinuo, multimodal y no-convexo [23]. Por esta razón, la identificación paramétrica de los modelos dinámicos se ha basado en problemas de optimización utilizando herramientas heurísticas.

En este trabajo, para la sintonización de los sistemas de control se plantea un modelo de optimización utilizando algoritmos heurísticos cuya función objetivo puede adaptarse al cumplimiento de respuesta de escalón unitario o curva de tipo rampa unitaria, mediante la valoración de índices de rendimiento del sistema de control.

3.1 Algoritmos Heurísticos

Los métodos de optimización heurística son de propósito general muy flexibles y aplicables a la gran mayoría de problemas de optimización [24], [25]. La optimización heurística se utilizan para resolver problemas de gran tamaño, dinámico, discontinuo, multimodal y no-convexo [23].

En este trabajo se propone el uso del paquete “pymoo”, el cual cuenta con una colección de algoritmos de optimización heurística para resolver problemas de tipo mono-objetivo y multiobjetivo. Pymoo está programado en lenguaje Python y contiene varios algoritmos de optimización [26], lo cual permite ahorrar tiempo de programación, facilitar el lenguaje de programación, realizar comparaciones de algoritmos y evitar los errores de implementación.

Este paquete, mediante rutinas de programación, se enlaza con PowerFactory. El PowerFactory permitirá simular la respuesta dinámica de sistema de generador-gobernador, cuya respuesta será comparada con la respuesta de la prueba en campo (identificación paramétrica) y con la rampa de RPF requerida en la norma (sintonización del control). Para que el algoritmo encuentre una óptima sintonización se puede utilizar diferentes funciones objetivas basados en índices de rendimiento.

3.2 Índices de Rendimiento

La respuesta de un sistema de control se considera óptima cuando el ajuste de sus parámetros resulta en la minimización de su índice de rendimiento, los cuales se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Índices de Rendimiento de Sistemas de Control

Índice de Desempeño	Descripción	Expresión
ISE	Criterio de la integral del error al cuadrado	$\int_0^t e^2(t) dt$
ITSE	Integral del error cuadrado multiplicado por el tiempo	$\int_0^t te^2(t) dt$
IAE	Criterio de la integral del valor absoluto del error	$\int_0^t e(t) dt$
ITAE	Criterio de la integral del valor absoluto del error multiplicado por el tiempo	$\int_0^t t e(t) dt$

La minimización del error de los criterios de rendimiento ha sido ampliamente usada en la sintonización de controladores del tipo PID [10], [13], [27]–[30]. Estos criterios permiten convertir el problema de sintonización en uno de optimización, en donde: $e(t)$ es la diferencia entre la señal obtenida (mediante

simulación o medición) y una señal ideal de tipo escalón unitario o rampa unitaria, y cuyo valor debe ser minimizado [31], [32].

El criterio ISE es estricto con los grandes errores iniciales lo que lo hace ideal para identificar señales con sobreoscilaciones (también conocidos como **overshoots**). Por otro lado, el criterio ITSE tiene errores iniciales grandes debido a su dependencia del tiempo; en este caso, este criterio es estricto a medida que avanza el tiempo, puesto que la penalización es más severa. En cambio, el criterio IAE es el más fácil de implementar, sin embargo, su desempeño no es bueno, ni tampoco equiparable al resto de índices. Por último, el criterio ITAE tiene la particularidad de ser permisivo con los grandes errores iniciales, así como de ser severo con los errores que ocurren más adelante. Estas características del criterio ITAE permite una mejor selectividad en la búsqueda de los parámetros del sistema [33]–[35] y, es el más recomendable para utilizarlo en la sintonización de sistemas de control.

4. METODOLOGÍA PROPUESTA

En esta sección se presenta una descripción de la metodología propuesta para la Identificación Paramétrica y la Sintonización de los reguladores de velocidad.

4.1 Pruebas controladas y captura de datos

Durante la operación en tiempo real del sistema eléctrico, casi todas las decisiones tomadas dependen de las predicciones obtenidas de simulaciones. Estas simulaciones deben basarse en los modelos matemáticos de los sistemas con el fin de garantizar respuestas lo suficientemente precisas y, en consecuencia la toma de decisiones de control más convenientes [36], [37].

Para lograr este objetivo se realiza la identificación paramétrica de los componentes del sistema eléctrico, tarea que puede realizarse mediante registros de alta resolución y sincronizados en el tiempo para lo cual se utilizan dispositivos electrónicos inteligentes de monitoreo y de alta resolución, a partir de mediciones registradas por equipos de medición sincrofasorial (PMUs), y enviados a un sistema de monitoreo de área extendida (WAMS), como por ejemplo, el WAMS de CENACE basado en registros de PMUs. Estos registros se caracterizan por ser sincronizados en el tiempo y tener una frecuencia de muestreo de hasta 60 Hz (16.6 ms/medida), lo cual permite inspeccionar fenómenos electromecánicos, cuyos datos permiten modelar correctamente la dinámica de los sistemas de control.

Para la intervención de la central y lectura de las señales se considera idóneo el conexionado y protocolo de pruebas definido en [9]. En este protocolo, todos los equipos se conectan directamente con el sistema WAMS de CENACE, WAProtector [38], para su almacenamiento, sincronización y análisis a través de los despliegues diseñados en la interfaz gráfica realizada para las pruebas.



4.2 Identificación Paramétrica y Sintonización

Con los resultados de las pruebas es posible realizar la identificación paramétrica y, en caso de NO cumplir con la normativa, realizar la correcta sintonización de los sistemas de control. El método de identificación paramétrica y sintonización de este trabajo se basa en la propuesta de la referencia [36], sin embargo, es importante destacar que, en este trabajo se realizan mejoras importantes como: 1) utilizar el paquete “pymoo” que permite escoger diferentes algoritmos de optimización, y; 2) utilizar diferentes funciones objetivo (índices de rendimiento) que pueden adaptarse al cumplimiento de respuesta de escalón unitario o curva de tipo rampa unitaria.

Debido a la naturaleza compleja del sistema de potencia, el problema de optimización podría NO ser abordado de manera exitosa por varios de los algoritmos de optimización heurística, así como, el problema podría NO encontrar una respuesta óptima con diferentes funciones objetivo. En este sentido, la metodología propuesta permite abordar, tanto la evaluación de diferentes funciones objetivo, así como la utilización de diferentes métodos de optimización.

En la Fig. 6 se muestra el diagrama de flujo de la herramienta propuesta, donde se puede definir el problema resolver: 1) identificación paramétrica en base a una señal de prueba de campo o, 2) sintonización considerando una curva escalón o rampa como señal objetivo, tal como la mostrada en la Sección 2.2. (Normativa). Adicionalmente, la herramienta permite seleccionar un método de penalización para el problema de optimización (selección de función objetivo a minimizar) como, por ejemplo, los índices de desempeño ISE, ITSE, IAE o ITAE.

Para obtener la señal simulada se enlaza el software PowerFactory a través de su interfaz con Python. En Python se programa el script con los índices de desempeño y algoritmos de optimización de la librería pymoo. En el PowerFactory se realizan simulaciones en el dominio del tiempo, cuyos resultados son comparados con la referencia (prueba de campo o curva ideal). Para cada iteración del algoritmo de optimización heurístico se valoran los índices de desempeño (función objetivo) hasta alcanzar un criterio de parada, el cual puede ser un error mínimo o un número de iteraciones dado.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presenta el análisis de resultados al aplicar la metodología propuesta. Para ello, se utilizan los resultados de las pruebas de campo en la unidad 8 (U8) de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.

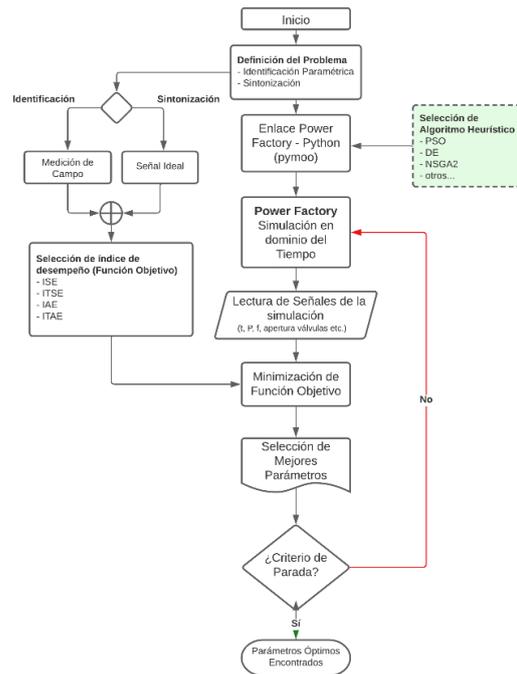


Figura 6: Diagrama de flujo de la herramienta de Identificación y Sintonización

5.1 Pruebas de Campo

En la Tabla 2: se presentan los parámetros del regulador de velocidad de los generadores que definen la característica de regulación. Además, se muestran las ganancias del control PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que definen los tiempos de la respuesta de regulación y que se encuentran parametrizadas por el fabricante. Con estos parámetros se realiza el análisis de resultados, cumplimiento de normativa y validación del modelo de control.

Tabla 2: Parámetros del regulador de velocidad

Característica de Regulación				Control PID		
Banda Muerta Frec. (mHz)	Banda Muerta Potencia (kW)	Estatismo (%)	Límite $ \Delta P /Pref$ (%)	kp	Tn	Td
300	300	4	100	0.4	25	0

La banda Muerta de Potencia (DP) se encontraba parametrizada en 300 (kW); sin embargo, se parametriza en 0 (kW) debido a que no se especifica en la normativa de la sección 2.2. Por otro lado, la Banda Muerta de Frecuencia (DB) se encontraba con un valor de 300 (mHz) cuyo valor esta fuera del rango especificado en normativa (0 a 200 mHz); por esta razón, se realiza un análisis estadístico del comportamiento de la frecuencia en estado estable y estado de contingencia con la finalidad de definir la DB.

En la Fig. 7 se muestra la Función de Densidad de Probabilidad (PDF, Probability Density Function) y la



Función de Probabilidad Acumulada (CDF, Cumulative Density Function) de la frecuencia, desde el 10 de marzo de 2023 hasta el 10 de abril de 2023. Se considera que la frecuencia puede oscilar de forma normal entre 59.95 Hz y 60.05 Hz, cuyos valores corresponden a la media \pm dos veces la desviación estándar (Desigualdad de Chebyshev). Los valores fuera de este rango corresponden a eventos de frecuencia, donde el sistema Generador-Gobernador deben actuar aportando a la RPF; con este antecedente, se considera como DB el valor de 50 mHz. En la CDF se puede observar que, para el período analizado, la frecuencia tiene un 5% de probabilidad de salir de la DB por sub-frecuencia; de la misma manera, por sobre-frecuencia se tiene el 5% de probabilidad de que la frecuencia salga de la DB. En resumen, con una DB de 50 mHz se tiene 10% de

probabilidad de actuación del Gobernador para regular la frecuencia.

En la Fig. 8 se presenta la respuesta del generador U8, despachado con diferentes potencias (18 MW, 70 MW y 161 MW). En esta figura se observa: 1) en la gráfica superior, la apertura de válvulas (%) y 2) en la parte inferior, la respuesta de potencia activa (MW) ante decrementos de frecuencia de 0.09 Hz, 0.14 Hz y 0.19 Hz. Se aprecia una correcta actuación del regulador de velocidad, puesto que, ante el decremento de frecuencia, la unidad de generación aumenta su potencia de salida. Sin embargo, es importante notar que a mayores potencias de despacho y mayor aporte de RPF, se detecta una mayor sobre oscilación (Overshoot), que pueden excitar modos de oscilación de baja frecuencia.

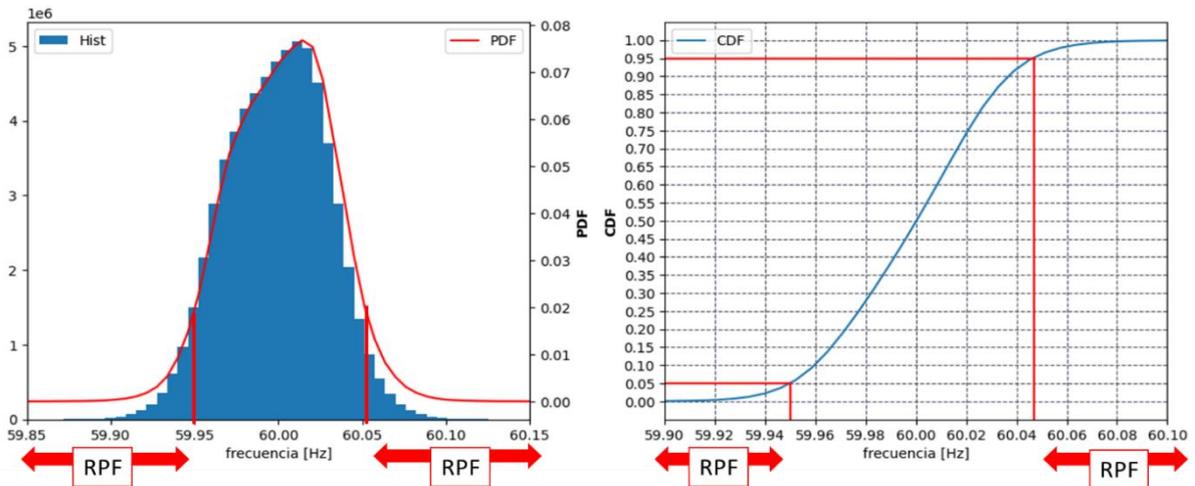


Figura 7: Estadística de la Frecuencia

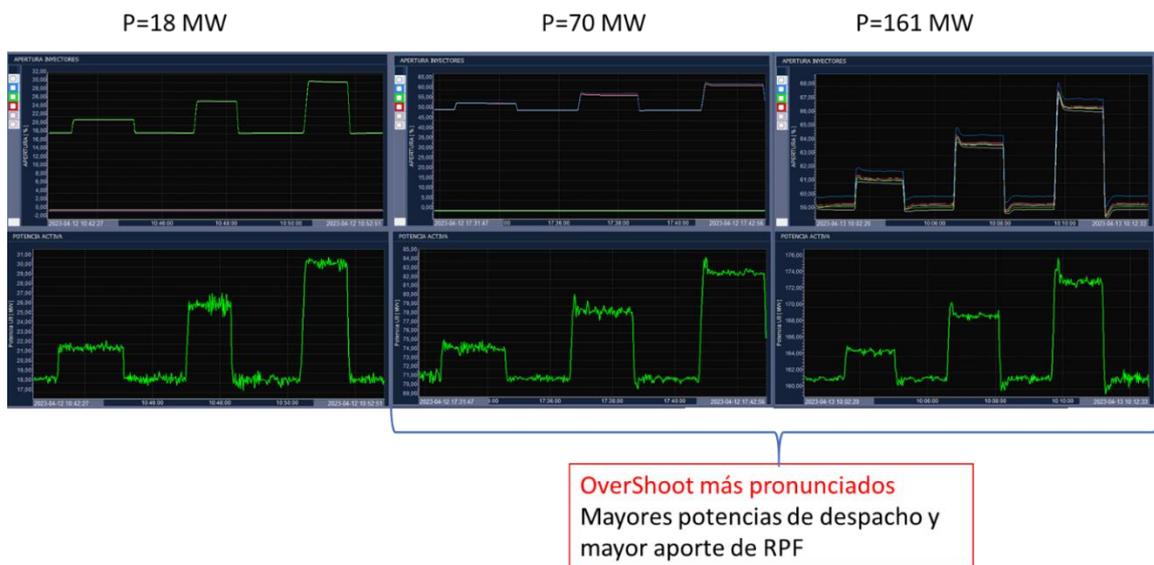


Figura 8: Pruebas al regulador de velocidad – Decremento de frecuencia

5.2 Identificación Paramétrica

Para la identificación paramétrica se usa un sistema de control de librería que se indica en la Fig. 9, el cual

está compuesto de un control PID, banda muerta y limitador de amplitud (límite de aporte a la RPF). El gobernador de la central CCS tiene 3 modos:



funcionamiento sin carga, con carga y red aislada. Estos tres modos de operación requieren de distintos parámetros del PID para su operación. Tomando en cuenta esto, la identificación es realizada para el modo con carga en donde el control PID tiene deshabilitada la ganancia derivativa. Al sistema de control de la Fig. 9 se le anula el bloque derivativo del PID y se procede con la identificación paramétrica de una señal de referencia, la cual es tomada de una prueba correspondiente a una $\Delta f = -0.19$ Hz. En la Fig. 10 se muestra la máscara de la herramienta programada, donde se pueden ingresar algunos parámetros para escoger el algoritmo de optimización, el criterio de desempeño, número de iteraciones, entre otros parámetros importantes.

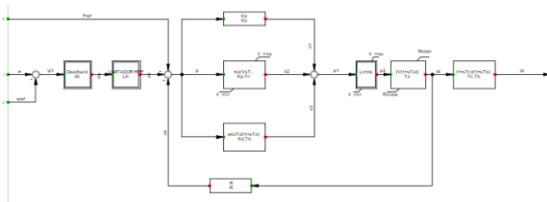


Figura 9: Diagrama del sistema de control de velocidad

Type	Name	Value	Unit	Description
1	atts	Kp, Tn		Parámetros del GOV a identificar
2	reg_max	0.1	p.u	[p.u] máximo de regulación
3	deltaW	0.0035	p.u	Variación de f en p.u
4	Pmax	187	MW	Potencia activa máxima (efectiva) de la máquina
5	fn	60	Hz	Frecuencia Nominal del sistema
6	t_event	25.5, 116.5	[list]	
7	EPSILON	0.01	p.u	Tolerancia
8	n_pop	8		Número de población
9	n_gen	20		Número de generaciones
10	Algorithm	PSO		PSO, DE, GA, NSGA2
11	Method	ISE		ITAE, ITSE, IAE, ISE
12	refSignal	C:\Users\Wilson\Docu...	*.csv	Señal de referencia

Figura 10: Herramienta de identificación paramétrica

En la Fig. 11 se compara la evolución de las soluciones de los distintos algoritmos heurísticos, donde se aprecia que a medida que transcurren las iteraciones el error entre la señal de referencia y la obtenida por simulación disminuye. Además, se observa que el algoritmo de optimización DE (Differential Evolution) presenta mejor desempeño, puesto que encuentra un mínimo local en menor número de iteraciones y en menor tiempo. Por otro lado, se puede observar que el algoritmo PSO (Particular Swarm Optimization) no llega a un valor aceptable de minimización respecto a los algoritmos DE, GA (Genetic Algorithm) y NSGA2 (Non-dominated Sorting Genetic).

En la Fig. 12 se presenta una comparación entre la señal obtenida mediante mediciones (prueba de campo) y la señal simulada con los parámetros identificados con el algoritmo Evolución Diferencial (DE). Los parámetros del sistema de control PI identificados por los diferentes algoritmos se encuentran en la Tabla 3, donde se corrobora que el menor error (minimización de la función objetivo) se encuentra en los algoritmos DE y GA.

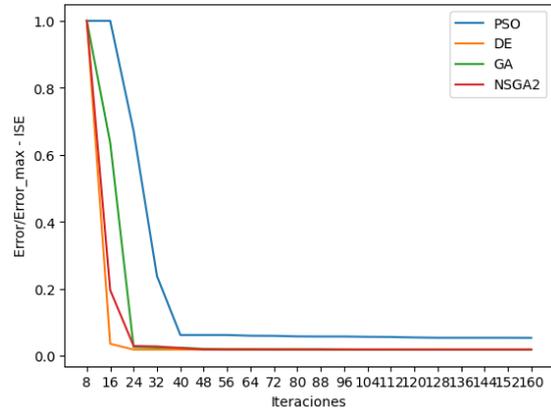


Figura 11: Disminución del error

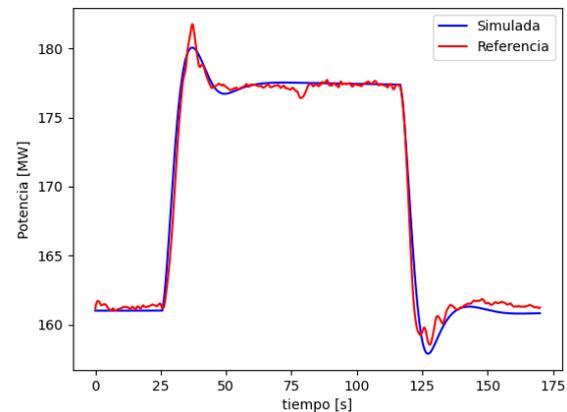


Figura 12: Comparación señal identificada (azul) y señal de prueba (rojo)

Tabla 3: Parámetros Identificados del GOV

Algoritmo	Kp	Tn	Error Acum. ISE	Error ISE (p.u.)
PSO	5.925	0.748	95.37	0.0532
DE	3.889	0.481	92.15	0.0176
GA	3.678	0.454	92.28	0.0177
NSGA2	2.357	0.289	95.25	0.0183

A continuación, se realiza el análisis del cumplimiento de la normativa y futuro código de red, presentado en la sección 2.2. Con este antecedente, en la Tabla 4 y Fig. 13 se presentan los análisis de los tiempos de retraso t_1 y activación t_2 . Si bien los tiempos identificados cumplen con la normativa, en la Fig. 13 se observa que existe una sobreoscilación (overshoot) que alcanza el valor de 11.14% del valor de consigna por acción de sistema de control. Este overshoot podría provocar oscilaciones de baja frecuencia (excitación de modos de control) no deseadas en el sistema, razón por la cual se propone una sintonización de los parámetros del regulador de velocidad.

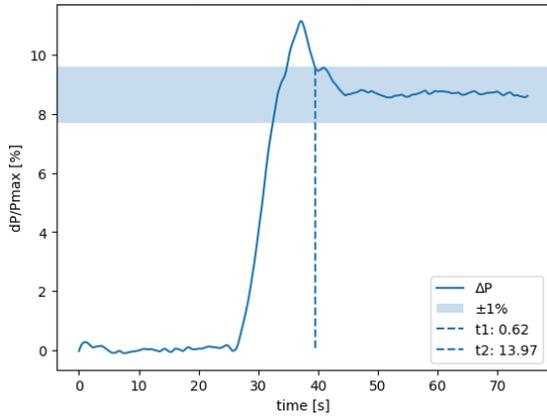


Figura 13: Identificación de los tiempos de accionamiento de RPF de la señal medida en las pruebas

Tabla 4: Tiempos de Accionamiento del regulador de velocidad

Parámetro	Valor	Normativa	Cumplimiento
Retraso Inicial t_1	0.62 [s]	< 2 [s]	Si
Tiempo de Activación Total t_2	13.97 [s]	< 30 [s]	Si

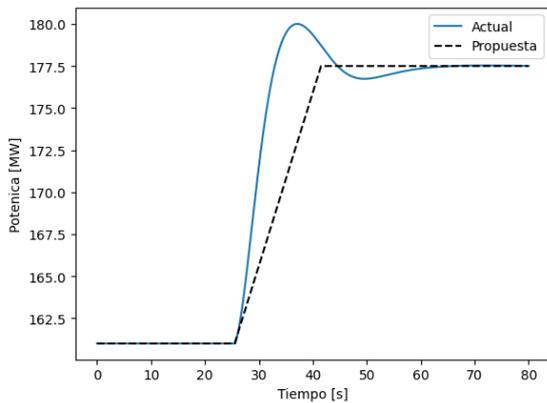


Figura 14: Respuesta actual del regulador de velocidad (azul) y respuesta ideal propuesta (negro)

5.3 Sintonización

En la sintonización se configura el setpoint ideal de respuesta de la RPF (t_2) en 16 segundos, valor que se encuentra dentro de los límites sugeridos la normativa y con el cual se espera reducir el overshoot inicial. En la Fig. 14 se presenta una comparación entre la respuesta actual obtenida de la identificación paramétrica y la curva ideal propuesta, esto permitirá retrasar la respuesta del sistema de control y evitar el overshoot.

En la Fig. 15 se presentan las respuestas de sintonización del algoritmo de optimización PSO conforme se incrementan el número de iteraciones. Se observa que, a medida que transcurren las iteraciones el

indicador de rendimiento el ITAE disminuye el error, puesto que la respuesta simulada se acerca a la respuesta ideal propuesta (señal de referencia). Los parámetros encontrados en esta sintonización se presentan en la Tabla 5.

En la Fig. 16 se comparan las señales obtenidas en: medición de campo (prueba en color azul), identificación paramétrica (color rojo) y sintonización propuesta (color negro). Se observa que, la nueva propuesta alcanza el valor de consigna de forma más lenta, sin embargo, es más importante destacar que ya no presenta overshoot.

Por último, es importante destacar que, la nueva propuesta de sintonización cumple con los tiempos de retraso y activación de la RPF, cuyas respuestas y análisis se pueden observar en la Fig. 17.

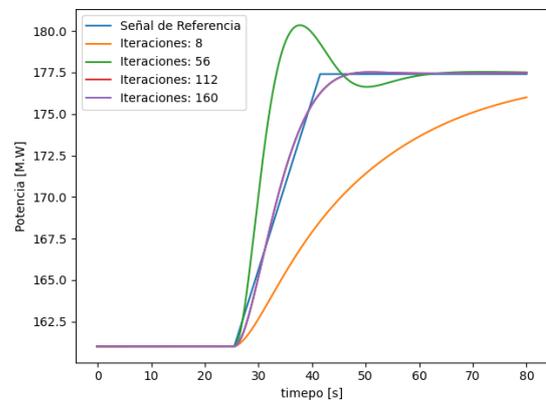


Figura 15: Respuestas del regulador de velocidad alcanzadas en algunas iteraciones del algoritmo heurístico

Tabla 5: Nuevos Parámetros del Regulador de Velocidad

Parámetro	Valor
K_p	0.5513107
T_n	0.183808

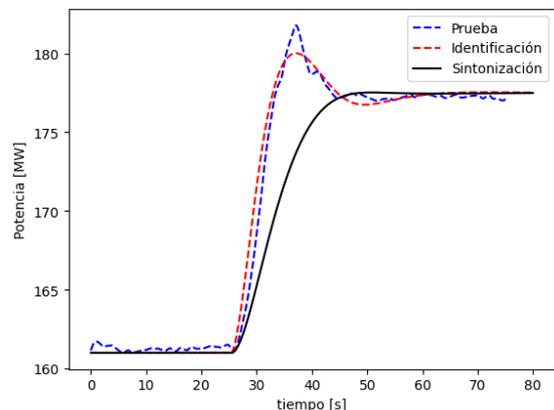


Figura 16: Comparación entre señales obtenidas: en mediciones de campo (azul), identificación paramétrica (rojo) y nuevos parámetros obtenidos de la sintonización (negro)

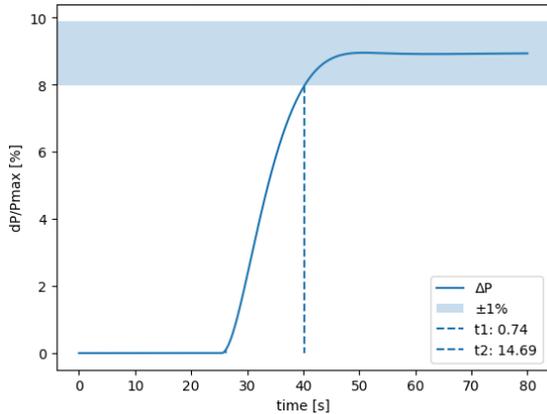


Figura 17: Identificación de tiempos de acción de la señal sintonizada

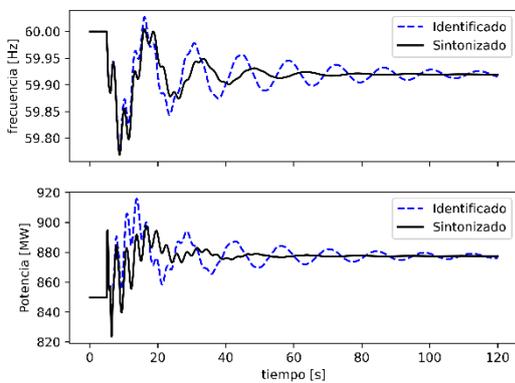


Figura 18: Respuesta del sistema ante el disparo de la central Agoyán

6. ANALISIS DE ROCOF Y NADIR

La propuesta de sintonización implica que la respuesta dinámica del sistema sea diferente lo que afecta la frecuencia mínima alcanzada (NADIR) al hacerla más baja y la pendiente de caída de la frecuencia (ROCOF) al hacerla más pronunciada. Para evaluar la afectación al sistema se llevaron a cabo simulaciones de contingencias n-1 con la salida de las centrales Agoyan con un despacho de 146 MW y San Francisco con 212 MW en un equivalente dinámico del SIN.

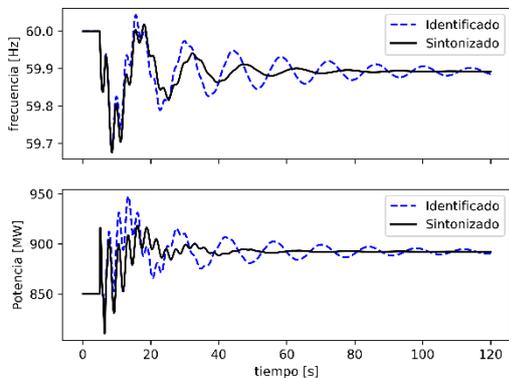


Figura 19: Respuesta del sistema ante el disparo de la central San Francisco

En la Figura 18 y Figura 19 se presentan la respuesta frecuencia del sistema y la respuesta primaria de frecuencia de la central Coca Codo Sinclair ante la salida de las centrales. En la Tabla 6 se presenta una comparativa entre los valores del ROCOF y NADIR entre los nuevos parámetros propuestos para sintonización y los identificados.

Tabla 6: Parámetros del ROCOF y NADIR

Sistema	Agoyan		S. Francisco	
	Identificado	Sintonizado	Identificado	Sintonizado
ROCOF [p.u]	0.0035	0.0035	0.00515	0.00515
NADIR [Hz]	59.777	59.768	59.687	59.676

7. CONCLUSIONES

Se verifica que el protocolo de pruebas propuesto en [9] es robusto y permite la verificación y actuación dinámica del regulador de velocidad, puesto que, se obtienen medidas en tiempo real de las señales de: potencia eléctrica, frecuencia y apertura de válvulas de agua, permitiendo realizar la correcta identificación paramétrica y sintonización del regulador de velocidad mediante programación en Python y enlazando la simulación dinámica con PowerFactory de DlgSILENT. A partir del protocolo de pruebas establecido y la obtención de las respuestas reales del sistema Generador-Regulador de Velocidad, se pueden identificar todas las restricciones que limitan la correcta actuación de la RPF.

Adicionalmente, es importante destacar que se desarrolla una herramienta que permite realizar, tanto la identificación paramétrica con datos de pruebas reales, así como, la sintonización de los GOVs utilizando respuestas ideales que cumplen con los requerimientos de la normativa. Comitentamente, esta herramienta permite escoger diferentes algoritmos de optimización y diferentes funciones objetivo (índices de rendimiento). Esto permite buscar la mejor respuesta del regulador cambiando funciones objetivo y utilizando diferentes algoritmos de optimización, logrando de esta manera, ampliar los espacios de búsqueda y comparar dichas respuestas.

En el análisis del ROCOF y el NADIR se puede observar que a pesar de que el ROCOF es idéntico entre los eventos con los parámetros propuesto e identificados, el NADIR es ligeramente mas bajo con los parámetros propuestos pero en una magnitud muy pequeña, así mismo se puede observar en la Figura 18 y Figura 19 que la respuesta de la frecuencia es más amortiguada por lo que se puede concluir que una pequeña disminución en el NADIR permite mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia en el sistema.

Por último, es importante mencionar que la guía de IEEE [39] propone evaluar el rendimiento del sistema de control mediante la respuesta en frecuencia, lo cual

implica someter el sistema de control a señales senoidales de diversas frecuencias. Si bien el modelo identificado logra representar con precisión el comportamiento del sistema físico en el dominio del tiempo, no se presenta la respuesta en el dominio de la frecuencia. Para realizar un análisis en el dominio de la frecuencia se debe modelar el diagrama de bloques control a detalle y, en este caso se utiliza un modelo simplificado. No obstante, se plantea como una perspectiva para futuros trabajos, el desarrollo de un protocolo y una metodología específica para llevar a cabo esta evaluación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Energía y Minas, “Plan Maestro de Electricidad”. Consultado: el 11 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [2] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, y J. Riofrio, “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, núm. 1, Art. núm. 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.
- [3] ARCERNNR, Regulación No. ARCERNNR 004/20 Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia. 2023, p. 42. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Anexo-001-2023-Codificacion-Regulacion-004-20_revDE-signed.pdf
- [4] ARCERNNR, Resolución Nro. ARCERNNR-001/2023. p. 42. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Regulacion-001-23-Fe-Ererras.pdf>
- [5] NERC Operating Committee, “Reliability Guideline: Primary Frequency Control”. North American Electric Reliability Corporation, mayo de 2019. Consultado: el 11 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/PFC_Reliability_Guideline_rev20190501_v2_final.pdf
- [6] J. P. Norton, *An Introduction to Identification*. Courier Corporation, 2009.
- [7] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, y I. Erlich, “Identification of dynamic equivalents based on heuristic optimization for smart grid applications”, en 2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation, jun. 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/CEC.2012.6256493.
- [8] T. Hosseinalzadeh, S. M. Salamati, S. A. Salamati, y G. B. Gharehpetian, “Improvement of Identification Procedure Using Hybrid Cuckoo Search Algorithm for Turbine-Governor and Excitation System”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, núm. 2, pp. 585–593, jun. 2019, doi: 10.1109/TEC.2018.2868747.
- [9] W. Vargas, S. Chamba, A. D. L. Torre, y D. Echeverría, “Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, núm. 1, Art. núm. 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507.
- [10] E. R. Fernandez Cornejo, R. C. Diaz, y W. I. Alama, “PID Tuning based on Classical and Meta-heuristic Algorithms: A Performance Comparison”, en 2020 IEEE Engineering International Research Conference (EIRCON), oct. 2020, pp. 1–4. doi: 10.1109/EIRCON51178.2020.9253750.
- [11] B. Nagaraj y V. Ponnusamy, “Tuning of a PID Controller using Soft Computing Methodologies Applied to Moisture Control in Paper Machine”, *Intell. Autom. Soft Comput.*, vol. 18, pp. 399–411, ene. 2012, doi: 10.1080/10798587.2012.10643251.
- [12] M. King, *Process Control: A Practical Approach*. John Wiley & Sons, 2016.
- [13] R. M. B. Macías, S. E. B. Asqui, J.-A. Romero-Pérez, y O. Miguel-Escrig, “Sintonización de Controladores PID para Control de Velocidad de Motores de Corriente Continua mediante Algoritmos Genéticos”, *Rev. Perspect.*, vol. 1, núm. 2, Art. núm. 2, jul. 2019, doi: 10.47187/perspectivas.vol1iss2.pp31-37.2019.
- [14] P. X. Verdugo, A. B. De La Torre, J. C. Cepeda, y K. A. Paucar, “Testbed for PSS tuning using synchrophasor measurements and a real-time digital simulator”, en 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), sep. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126744.
- [15] Z. Xu, “Tuning method for governor control parameters of hydropower generator in isolated grid considering primary frequency performance and small-signal stability”, *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 1, núm. 5, pp. 568–575, dic. 2018, doi: 10.14171/j.2096-5117.gei.2018.05.006.
- [16] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [17] NERC, “Balancing and frequency control: A technical document prepared by the nerc resource subcommittee Tech. rep.” NERC Resources Subcommittee, 2011.
- [18] Vineet , Singh y Chauhan, “AN OVERVIEW OF HYDRO-ELECTRIC POWER PLANT”, *ISST J. Mech. Eng.*, pp. 59–62, jun. 2015.



- [19] W. Almeida, J. Cepeda, y V. Flores, “Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 12, núm. 1, Art. núm. 1, ene. 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.39.
- [20] M. Ullauri, J. Cepeda, y H. Arcos, “Modelación y Validación de Sistemas de Control de Unidades de Generación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 11, núm. 1, Art. núm. 1, ene. 2015, doi: 10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.71.
- [21] E. R. Herrera Guerra, J. L. García Sosa, R. Gustabello Cogle, E. R. Herrera Guerra, J. L. García Sosa, y R. Gustabello Cogle, “Implementación de algoritmos de control en la Unidad # 1 de la Central Hidroeléctrica Hanabanilla para la regulación de frecuencia del Sistema Electro-energético Nacional”, *Ing. Electrónica Automática Comun.*, vol. 39, núm. 3, pp. 31–44, dic. 2018.
- [22] European Commission, “COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators”. European Commission, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>
- [23] K. Y. Lee y M. A. El-Sharkawi, *Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems*. John Wiley & Sons, 2008.
- [24] P. PONCE, *INTELIGENCIA ARTIFICIAL - Con Aplicaciones a la Ingeniería*, 1a ed. Mexico: Alfaomega, 2010.
- [25] K. Y. Lee y Z. A. Vale, *Applications of Modern Heuristic Optimization Methods in Power and Energy Systems*. John Wiley & Sons, 2020.
- [26] J. Blank y K. Deb, “Pymoo: Multi-Objective Optimization in Python”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 89497–89509, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2990567.
- [27] M. R. C. Reis et al., “Heuristic and deterministic strategies applied on a PID controller tuning for speed control of a DC motor”, en 2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), nov. 2013, pp. 223–228. doi: 10.1109/EEEIC-2.2013.6737912.
- [28] S. Pareek, M. Kishnani, y R. Gupta, “Optimal tuning Of PID controller using Meta heuristic algorithms”, en 2014 International Conference on Advances in Engineering & Technology Research (ICAETR - 2014), ago. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICAETR.2014.7012816.
- [29] F. Martins, “Tuning PID controllers using the ITAE Criterion”, doi: 0949-149X/91.
- [30] Z. Cheng y X. Hong, “PID Controller Parameters Optimization Based on Artificial Fish Swarm Algorithm”, en 2012 Fifth International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation, ene. 2012, pp. 265–268. doi: 10.1109/ICICTA.2012.73.
- [31] H. Li, Y. Luo, y Y. Chen, “A Fractional Order Proportional and Derivative (FOPD) Motion Controller: Tuning Rule and Experiments”, *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 18, núm. 2, pp. 516–520, mar. 2010, doi: 10.1109/TCST.2009.2019120.
- [32] B. Mohandes, Y. L. Abdelmagid, y I. Boiko, “Development of PSS tuning rules using multi-objective optimization”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, pp. 449–462, sep. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.01.041.
- [33] S. M. Shinnars, *Modern Control System Theory and Design*. John Wiley & Sons, 1998.
- [34] R. C. Dorf y R. H. Bishop, *Modern Control Systems*. Pearson, 2017.
- [35] W. Levine, *The control Handbook (Volume I)*, IEEE Press., vol. 1, 2 vols. IEEE Press, 1999.
- [36] W. Vargas y P. Verdugo, “Validación e Identificación de Modelos de Centrales de Generación Empleando Registros de Perturbaciones de Unidades de Medición Fasorial, Aplicación Práctica Central Paute - Molino”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, núm. 2, Art. núm. 2, ene. 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.352.
- [37] CIGRE Task Force, “Analysis and Control of Power System Oscillations”. Study Committee 38, 1996.
- [38] “WAProtector: Power System Wide Area Monitoring”. ELPROS. [En línea]. Disponible en: <http://www.elpros.si/>
- [39] “IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”, *IEEE Std 4212-2014 Revis. IEEE Std 4212-1990*, pp. 1–63, jun. 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6845300.



Wilson Brito.- Nació en Quito, Ecuador en 1995. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2022. Actualmente, está realizando sus estudios de maestría en ingeniería eléctrica en la Universidad Católica del Ecuador.



Marlon Santiago 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, Análisis de la seguridad y vulnerabilidad.



Aharon Bhawan De La Torre.- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico, en 2013. Entre 2012 y 2013 colaboró en CENACE, en la implementación del Sistema de Monitoreo de Área Extendida - WAMS del S.N.I., entre 2013 y 2015 colaboró en el desarrollo y actualización de los procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos postoperativos. Actualmente colabora en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del CENACE y sus áreas de interés incluyen los sistemas WAMS, la Simulación Digital en Tiempo Real y las Smart Grids.



Diego Echeverría.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



David Panchi Vergara. - Nació en Quito, en 1992. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2017, Magister en Electricidad mención redes eléctricas inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente se desempeña como Especialista de Ingeniería de la Producción en CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Simulación digital en Tiempo Real y Estabilidad de Pequeña Señal.

Linear Regression for the Identification of the Maximum Power Point in Hybrid Microgrids Implemented in HYPERSIM

Regresión Lineal para la Identificación del Punto de Máxima Potencia en Microrredes Híbridas Implementado en HYPERSIM

D.M. Panchi¹  0000-0003-2701-531X
W.D. Sánchez²  0009-0009-1537-4850

C.X. Lozada²  0000-0002-6036-3124
A. E. Jacho²  0009-0004-0170-6010

¹CELEC EP, Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair, Quito, Ecuador
E-mail: david.panchi@celec.gob.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, Ecuador
E-mail: clozada@cenace.gob.ec, wsanchez@cenace.gob.ec, ajacho@cenace.gob.ec

Abstract

The present work focuses on the optimization of maximum power tracking (MPPT) in photovoltaic systems by employing a new technique based on linear regression. The main purpose is to develop an MPPT algorithm using linear regression techniques, which involves identifying and tracking the maximum power point of solar panels more accurately. The proposed algorithm is developed in MATLAB/Simulink software and validated through experimental tests. Subsequently, the application of the algorithm is extended to an electrical network modeled and simulated in HYPERSIM software, this tool allows a more detailed analysis of the instantaneous dynamics of electrical and control variables in complex systems when varying factors such as temperature and irradiation. The innovative contribution of this work is not only limited to the improvement of MPPT algorithms in photovoltaic systems. It is highlighted that, although the term MPPT is mainly associated with solar PV, the optimization of available power is also relevant for other renewable energy sources. Optimizing the conversion of solar energy into usable electricity not only increases the cost-effectiveness and sustainability of these systems, but also highlights the key role in the transition to a more sustainable electricity supply.

Resumen

El presente trabajo se enfoca en la optimización del seguimiento de máxima potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos mediante el empleo de una nueva técnica basada en regresión lineal. El propósito principal es desarrollar un algoritmo de MPPT que utilice técnicas de regresión lineal, lo que implica identificar y seguir con mayor exactitud el punto de máxima potencia de los paneles solares. El algoritmo propuesto se desarrolla en el software MATLAB/Simulink, validándose a través de pruebas experimentales. Posteriormente, se extiende la aplicación del algoritmo a una red eléctrica modelada y simulada en el software HYPERSIM, esta herramienta permite un análisis más detallado de la dinámica instantánea de las variables eléctricas y de control en sistemas complejos al variar factores como la temperatura e irradiación. La contribución innovadora de este trabajo no solo se circunscribe a la mejora de los algoritmos de MPPT en sistemas fotovoltaicos. Se destaca que, aunque el término MPPT se asocie principalmente con la energía solar fotovoltaica, la optimización de la potencia disponible también es relevante para otras fuentes de energía renovable. La optimización de la conversión de energía solar en electricidad utilizable no solo aumenta la rentabilidad y sostenibilidad de estos sistemas, sino que también destaca el papel fundamental en la transición hacia un suministro eléctrico más sostenible.

Index terms— MPPT, Linear Regressors, HYPERSIM, Clusters, Photovoltaic Systems.

Palabras clave— MPPT, Regresores Lineales, HYPERSIM, Clusters, Sistemas Fotovoltaicos.

Recibido: 09-11-2023, Aprobado tras revisión: 21-12-2023

Forma sugerida de citación: Lozada, C.; Panchi, D.; Sánchez, W.; Jacho, A. (2024). "Regresión Lineal para la Identificación del Punto de Máxima Potencia en Microrredes Híbridas Implementado en HYPERSIM. Revista Técnica *"energía"*. No. 20, Issue II, Pp. 34-46

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.618>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética, junto con la imperativa necesidad de mitigar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), ha conferido prioridad a la incorporación de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico. La integración de modalidades como la generación eólica, solar e hidráulica se erige como una estrategia fundamental para promover una matriz energética más ecológica y sostenible. [1]

Debido al avance de la tecnología y al uso de diferentes tipos de energía, se ha determinado que la energía eléctrica producida por paneles fotovoltaicos es una de las más valiosas y eficaces, además esta energía se vuelve popular debido a su bajo costo de mantenimiento y operación. [2]

Sin embargo, la integración de estas energías conlleva una serie de grandes retos desde el punto de funcionamiento fiable y control. En [3] se hace un repaso de las estrategias de control en microrredes y se revisan las tendencias de control más avanzadas a partir de principios de control como el control de estatismo, control predictivo de modelos, sistemas multi-agente entre otros.

Teniendo en cuenta las propiedades físicas de los semiconductores de las células solares y su comportamiento no lineal [4], la máxima potencia posible se encuentra en el pico de la curva potencia-voltaje, un pobre control para encontrar este punto de operación en los paneles fotovoltaicos causa un bajo rendimiento en la producción de energía solar siendo esta del 13.1% al 24.4% de la capacidad total. [5]

La intermitencia natural del recurso primario tanto en irradiación y temperatura, afectan la capacidad de producción de los sistemas fotovoltaicos, ya que las curvas de voltaje - corriente de las celdas se ven afectadas como se muestra en el modelo matemático presentado en [6], en este sentido se han desarrollado algoritmos seguidores de máxima potencia, que consisten en controlar el ciclo de trabajo de un convertidor DC-DC.

Se han empleado diferentes metodologías tradicionales para el control del ciclo de trabajo como son: Perturba y observa, conductancia incremental, método de ajuste de curvas, métodos con lógica difusa y redes neuronales[7] Estas metodologías buscan maximizar la potencia entregada por los paneles solares adaptando continuamente las condiciones de operación para rastrear el punto de máxima potencia, variando la carga o el ciclo de trabajo del convertidor DC-DC, sin embargo, estos métodos presentan desventajas frente a condiciones de rápida variación del recurso, ya sea en la eficiencia del panel o en el error de seguimiento de máxima potencia, debido al tiempo de procesamiento, el aporte significativo de este trabajo que utiliza regresión lineal radica en la introducción de una técnica adicional

y específica: el empleo de regresión lineal para mejorar el control del ciclo de trabajo en sistemas fotovoltaicos. Este enfoque puede ofrecer ciertas ventajas, como una implementación más sencilla en comparación con algunas técnicas más complejas como las redes neuronales, una menor carga computacional o un comportamiento más predecible. En [7] se desarrolla el algoritmo de control, basado en un regresor lineal considerando como variable independiente el voltaje y la corriente para predecir el ciclo de trabajo, este control ha presentado resultados satisfactorios frente a algoritmos como: perturba y observa (P&O), Optimización de enjambre de partículas (PSO), Algoritmo de polinización de flores (FPA). Sin embargo, esta metodología presenta ciertas debilidades como: despreciar la variabilidad del recurso, y los fallos del regresor frente al comportamiento no lineal.

Con estos antecedentes en el presente artículo se plantea la implementación de un regresor lineal multivariante, a partir de un análisis de conglomerados que permitirá el ajuste más preciso de las regresiones, la implementación es verificada en una topología con una barra infinita y en operación dentro de una microrred conformada por otras fuentes de energía renovable y generadores convencionales.

Dada las ventajas y aplicaciones que presentan las nuevas técnicas de simulación expuestas [8], se realiza el entrenamiento del regresor en Matlab/Simulink versión 2022b, y la implementación del modelo y pruebas dentro del sistema eléctrico en el software de análisis de transitorios electromagnéticos HYPERSIM, mismo que nos permite analizar los valores instantáneos trifásicos de las variables eléctricas y de control del sistema.

El presente trabajo se estructura en varias secciones para abordar de manera integral el desarrollo y la implementación de una metodología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos, la Sección 2 se enfoca en el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, su modelado, el algoritmo MPPT y conceptos como clustering y regresión lineal. La Sección 3 describe la metodología propuesta para entrenar los regresores y su implementación en una red de prueba, con resultados presentados en la Sección 4, evaluando escenarios de conexión a la red (Barra infinita) y a la microrred. La Sección 4 profundiza en el diseño, simulación y gráficas generadas por el algoritmo de MPPT implementado en Hypersim. Finalmente, la Sección 5 ofrece conclusiones derivadas de los resultados obtenidos junto con recomendaciones. Esta estructura exhaustiva y detallada del trabajo permite una comprensión completa del desarrollo, aplicación y evaluación de la metodología propuesta para mejorar el seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos.

2. VISIÓN GENERAL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico se compone principalmente de paneles solares, seguidores MPPT, controladores y convertidores electrónicos de potencia y la carga [9]. Bajo este criterio, el modelamiento de este sistema se puede dividir en los siguientes componentes:

2.1 Panel Fotovoltaico (PV)

El modelo de diodo único de célula solar se muestra en la Figura 1.

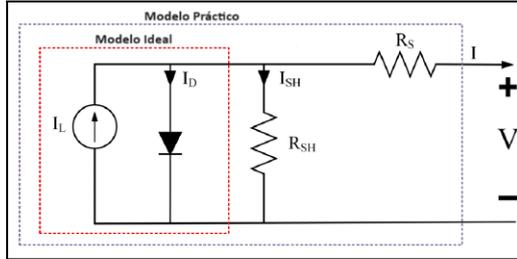


Figura 1: Célula solar de diodo único

Un conjunto de células solares interconectadas conforma un panel fotovoltaico, las conexiones entre estos distintos módulos puede realizarse en serie o en paralelo. La relación entre el voltaje y la corriente de una célula solar viene definida por [9]:

$$I = I_L - I_D - I_{SH} = I_L - I_o \left(e^{\frac{q(V+I.R_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V + I.R_s}{R_{SH}} \quad (1)$$

Donde:

- q: Carga del electrón
- K: Constante de Boltzmann
- T: Temperatura absoluta de la unión P-N
- V: Voltaje del diodo
- n: Factor de idealidad
- R_S: Resistencia Serie
- R_{SH}: Resistencia paralela
- I_o: Corriente Inversa
- I_L: Corriente que se obtiene por los materiales semiconductores del panel solar.
- I_D: Corriente del diodo
- I_{SH}: Corriente de la rama paralela
- I: Corriente de la célula

El voltaje de salida está determinado por la corriente de salida generada, misma que depende principalmente de las condiciones de radiación solar y temperatura. La corriente de salida es directamente proporcional a la irradiancia. Por lo tanto, cuando existen diferentes condiciones de irradiancia habrá diferentes puntos de

salida en los paneles fotovoltaicos, lo que da lugar a la necesidad de contar con un control que regule el punto de funcionamiento en base a las variables de irradiancia y temperatura [10].

2.2 Convertidores de potencia DC-DC

En un sistema fotovoltaico, los convertidores de potencia DC-DC se utilizan para cambiar el voltaje de salida de un nivel a otro, el convertidor permite extraer la potencia disponible en el panel e inyectarla a la carga, los convertidores se pueden clasificar según su aplicación en convertidor Boost, Buck, Buck-Boost, etc. El convertidor DC-DC es el medio por el cual el control MPPT realiza el cambio de nivel de voltaje en función de la corriente de salida para el seguimiento del punto de máxima transferencia de potencia. En la Figura 2 se presenta de forma resumida los convertidores usados en el sistema fotovoltaico [11]:

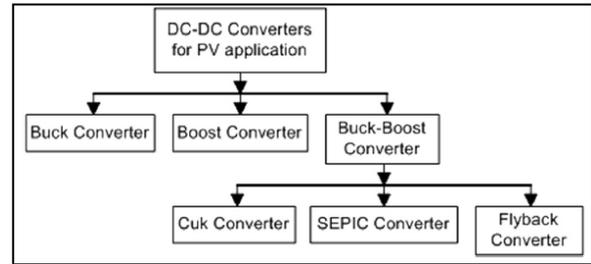


Figura 2: Vista general convertidores DC-DC

Dentro del presente trabajo, se optará por la implementación de un convertidor DC-DC tipo Buck debido a sus ventajas significativas y sus modos de operación versátiles, lo que lo convierte en una elección óptima para la aplicación propuesta [8]. Este tipo de convertidor es reconocido por su eficiencia en la reducción de la tensión de entrada a niveles más bajos, su capacidad para regular la tensión de salida y su amplia utilización en sistemas fotovoltaicos para maximizar la eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica. Además, su diseño simplificado y su capacidad para trabajar con una variedad de cargas lo hacen altamente adecuado para el propósito de este trabajo.

2.2.1 Convertidor Buck

El modo de operación de este tipo de convertidor, ya sea de conducción continua o discontinua, depende del estado del switch y del diodo. La relación de conversión del voltaje se define por [11]:

$$\frac{V_{buck}}{V_{pv}} = \frac{I_{buck}}{I_{pv}} = \sqrt{\frac{R_L}{R_{in}}} = D \quad (2)$$

Donde:

- D : Representa la relación entre el tiempo de encendido y apagado del interruptor del convertidor
- V_{buck} : Voltaje de salida del convertidor tipo Buck
- V_{pv} : Voltaje de entrada proveniente del panel solar
- I_{buck} : Corriente de salida del convertidor tipo Buck
- I_{pv} : Corriente de entrada proveniente del panel solar
- R_L : Resistencia de carga conectada al convertidor
- R_{in} : Resistencia interna del convertidor

Los convertidores Buck sirven para regular el voltaje, corriente y potencia del panel fotovoltaico, el modo de funcionamiento del convertidor cambia en función de la variación de las condiciones climáticas debido al cambio de la irradiancia y la temperatura, la configuración del convertidor se modifica conforme se detalle en [12].

El diagrama de un convertidor Buck se ilustra en la Figura 3:

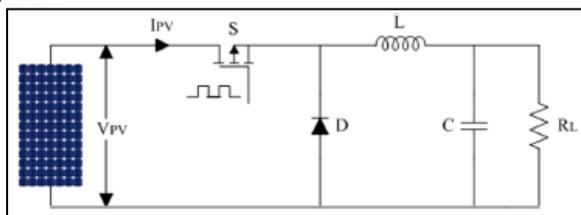


Figura 3: Convertidor DC-DC tipo Buck [13]

2.3 Controladores de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

El control MPPT actúa sobre la electrónica de potencia de los conversores DC-DC o del inversor de los paneles fotovoltaicos con el fin de permitir la extracción de la mayor energía posible y está basado en algunos algoritmos que dan como respuesta la modulación por ancho de pulso (PWM por sus siglas en inglés “Pulse Width Modulation”) que ingresa a los convertidores.

A lo largo de los años, se han propuesto numerosos algoritmos MPPT, los cuales difieren en cuanto a eficiencia, velocidad de seguimiento, oscilaciones en estado estacionario, complejidad en la implementación de hardware. Además, cada método puede funcionar eficazmente en determinadas ocasiones y en otras no [14]. Por ejemplo, algunos métodos MPPT ofrecen un rendimiento más alto cuando la irradiancia permanece estable, por el contrario, otros algoritmos tienen resultados más satisfactorios cuando existe un cambio rápido de irradiancia.

El control MPPT más común está basado en la corriente o el voltaje el algoritmo permite la búsqueda de estas dos variables de acuerdo con una referencia y calcula el error, este error es utilizado por un regulador proporcional integrador, conocido por sus siglas en inglés

(PI) para determinar el ancho de pulso (ciclo de trabajo) que obliga al convertidor a extraer el MPP del PV. En la Figura 4 se muestra el esquema general del control MPPT en un sistema fotovoltaico.

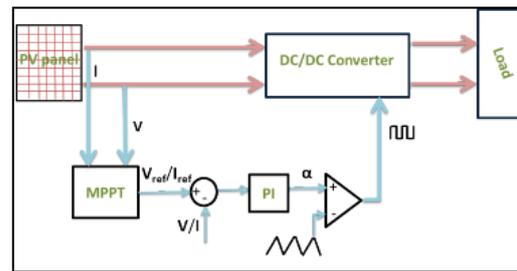


Figura 4: Control MPPT de un PV [14]

Los distintos enfoques utilizados para el MPPT pueden clasificarse según las técnicas utilizadas, características del PV o métodos enfocados en optimización mediante computación.

2.3.1 Técnica directa de Perturbar y Observar (P&O)

Con la finalidad de entender el objetivo de un algoritmo MPPT se presenta el principio de funcionamiento de la técnica (P&O) en el diagrama de flujo de la Figura 5.

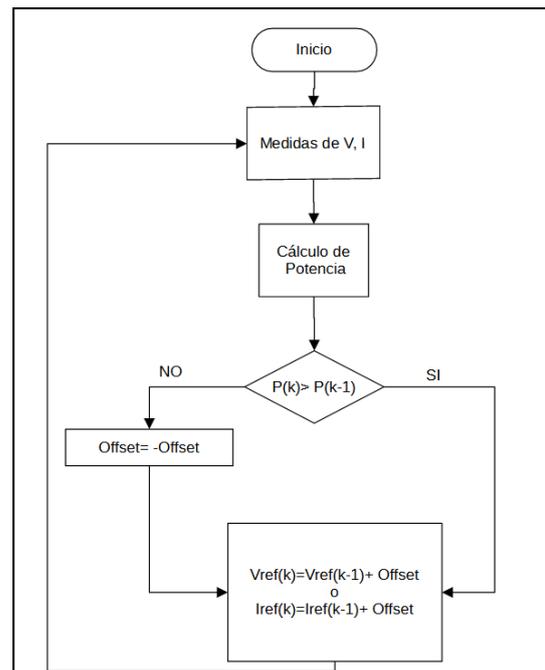


Figura 5 : Diagrama de flujo perturba- observa

En esta estrategia, se emplea un paso fijo para calcular una señal objetivo en un lazo de control proporcional integral (PI), la señal de perturbación puede ser el voltaje de referencia o la corriente fotovoltaica La Figura 6 (a) presenta la variación de la potencia operativa en el controlador de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Iniciando desde el punto A, la potencia operativa aumenta progresivamente con un valor

constante de 'offset'. Cuando el punto operativo alcanza el punto D, el método P&O detecta una disminución en la potencia del panel, ajustando la pendiente del 'offset' y aumentando el voltaje de referencia de D a C para compensar la pérdida de energía fotovoltaica. Sin embargo, debido a la dirección constante del 'offset', el voltaje de referencia sigue aumentando hasta que se detecta una disminución de potencia en el punto B. Nuevamente, el valor de referencia se ajusta según el 'offset'. Por ende, de acuerdo con la naturaleza del método P&O previamente descrita, la potencia operativa oscilará continuamente entre los puntos D y B. El paso de perturbación 'offset' se elige generalmente por el diseñador del sistema mediante un enfoque de prueba y error. Por lo tanto, la solución ofrecida por este método es específica del sistema y no general.

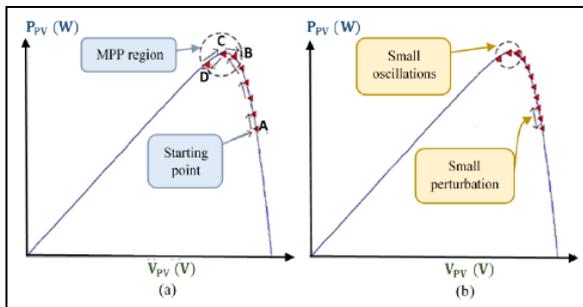


Figura 6: Método P&O a) Grandes Perturbaciones. b) Pequeñas Perturbaciones

2.3.2 Análisis de Conglomerados (Clustering)

El análisis de conglomerados es un método de clasificación automática no supervisada, que tiene la finalidad de agrupar elementos homogéneos considerando las similitudes que existen. Este análisis busca solventar los siguientes problemas [15]:

- Cada elemento debe pertenecer a un único grupo.
- Todos los elementos deben ser clasificados.
- Cada grupo debe ser homogéneo.
- Existen varios métodos de clusterización, entre ellos: K-means, Método de mapas auto organizados de Kohonen (SOM), K-medoids, Distancia de deformación dinámica del tiempo medida(DTW). De ellos se va a usar K-means que muestra un mejor funcionamiento. [16]

Existen varios métodos de clusterización, entre ellos: K-means, Método de mapas auto organizados de Kohonen (SOM), K-medoids, Distancia de deformación dinámica del tiempo medida(DTW). De ellos se va a usar K-means que muestra un mejor funcionamiento. [6]

El algoritmo de k-means minimiza la suma de los cuadrados dentro de los grupos.

$$SCDG = \sum_{g=1}^G \sum_{j=1}^p \sum_{i=1}^{n_g} (x_{ijg} - \bar{x}_{jg})^2$$

Donde:

G: Es el número total de grupos en el análisis

j: Es el índice que representa cada una de las p variables dentro de cada grupo

p: Es número total de variables dentro de cada grupo

i: Es el índice que representa cada una de las observaciones dentro de un grupo particular

n_g : Es el número de observaciones en el grupo g

x_{ijg} : Es el valor de la variable j en el elemento i del grupo g

\bar{x}_{jg} : La media de esta variable en el grupo

2.3.3 Regresor Lineal

La predicción de valores continuos se puede modelar mediante una técnica estadística llamada regresión. El objetivo del análisis de regresión es determinar el mejor modelo que pueda relacionar la variable de salida con varias variables de entrada [17].

La relación que se ajusta a un conjunto de datos se caracteriza por un modelo de predicción llamado ecuación de regresión. La forma más utilizada del modelo de regresión es el modelo lineal general escrito formalmente como:

$$y = \alpha + \sum_{i=1}^n \beta_i x_i + \epsilon$$

Donde:

y: La variable dependiente

x_i : Son variables independientes (Para $i=1,2, 3 \dots, n$)

α : Es el valor de y cuando x_i es igual a cero.

β_i : Es el cambio de y basada en la tasa de cambio de x_i

ϵ : Es un término de error aleatorio que representa el hecho de que hay otras variables que no que este modelo tiene en cuenta.

Entre las ventajas, destaca su simplicidad interpretativa, ya que proporciona ecuaciones lineales fáciles de comprender, facilitando la comunicación de resultados, permite un procesamiento rápido de grandes conjuntos de datos. La identificación de relaciones

lineales es otra fortaleza, especialmente cuando se presume una tendencia lineal entre la variable dependiente y las independientes. Por otro lado, la regresión lineal también enfrenta desventajas. Su sensibilidad a valores atípicos puede distorsionar los resultados y afectar la precisión del modelo. La asunción de linealidad puede ser una limitación cuando la relación real entre las variables es más compleja. [7]

2.4 Monte Carlo

La simulación Monte Carlo se fundamenta en la realización de muestreos aleatorios repetidos y análisis estadísticos para calcular los resultados. Este método de simulación guarda estrecha relación con los experimentos aleatorios, donde el resultado específico no es conocido de antemano. En este contexto, la simulación Monte Carlo puede entenderse como un enfoque sistemático para llevar a cabo análisis hipotéticos. Tiene el siguiente método:

Generación de Muestras Aleatorias: Se utiliza la generación de muestras aleatorias para representar la variabilidad inherente a un problema estadístico. Estas muestras se obtienen de distribuciones de probabilidad que modelan las incertidumbres en los datos o parámetros del problema.

Simulación del Fenómeno: Utilizando las muestras aleatorias generadas, se lleva a cabo una simulación del fenómeno de interés. Esto implica aplicar el modelo estadístico o matemático a cada muestra y observar los resultados obtenidos.

Estimación de Resultados: A través de la repetición de la simulación con un gran número de muestras, se obtiene una distribución de los resultados. La media y la varianza de esta distribución proporcionan estimaciones puntuales y medidas de la incertidumbre asociada con la cantidad que se está evaluando.

Aplicaciones en Inferencia Estadística: El método de Monte Carlo se emplea de manera destacada en inferencia estadística, especialmente en el enfoque bayesiano. Técnicas como el Markov Chain Monte Carlo (MCMC) posibilitan la exploración eficiente de distribuciones de probabilidad a posteriori, facilitando la estimación de parámetros y respaldando la toma de decisiones basada en la incertidumbre. [8]

2.5 Inversor con control PWM

El PWM, es una técnica utilizada en inversores para regular la magnitud del voltaje y la frecuencia en sistemas de corriente alterna trifásica. Esta técnica consiste en variar el ancho de los pulsos de una señal de voltaje modulada, manteniendo constante la frecuencia, para controlar la potencia suministrada a la carga. En el contexto de un inversor, el PWM opera generando una

señal de voltaje alterna sintética a partir de una fuente de voltaje continua. El ancho de los pulsos en esta señal se ajusta de acuerdo con la magnitud del voltaje y la frecuencia requerida en el punto de conexión común (PCC) de la red trifásica. Este control preciso del ancho de los pulsos permite regular el voltaje y la frecuencia de salida del inversor para que coincidan con los parámetros necesarios por la red eléctrica. En cuanto a la aplicación en el modelo, en un software de simulación como MATLAB/Simulink, se implementó el control PWM mediante bloques específicos que simulan la generación de pulsos y su modulación para obtener la forma de onda deseada de salida. Estos bloques permitirían ajustar el ancho de los pulsos de acuerdo con las consignas de voltaje y frecuencia requeridas en el punto de conexión común, reproduciendo así el comportamiento real del inversor con control PWM en la simulación del sistema eléctrico, la especificaciones y composición del inversor con control PWM se detallan en [18].

3. METODOLOGIA PROPUESTA

La metodología propuesta consiste en la interacción de tres etapas principales: formación de la red equivalente, generación de escenarios operativos en los cuales la irradiancia es mayor a 100 W/m² y minería de datos.

3.1 Caracterización del Sistema Fotovoltaico

El desarrollo de la presente metodología se aplica a un sistema fotovoltaico incorporado en una microrred, con una disposición en la que el panel solar forma parte de una red eléctrica de escala local, características que se detallan en la Tabla 1 y se observa en la Figura 7.

Tabla 1: Características del Sistema Fotovoltaico

Módulos Paralelo	540
Módulos en Serie	10
Número de celdas por módulo	83
Voltaje de circuito abierto	51.9 [V]
Corriente de corto circuito	8.68 [A]
Voltaje en el punto de máxima potencia	40.0 [V]
Corriente en el punto de máxima potencia por modulo	8.00 [A]



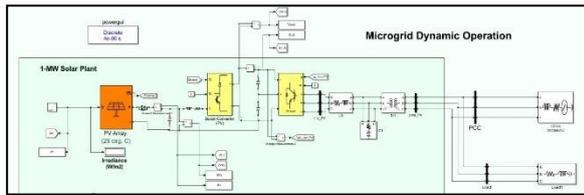


Figura 7: Equivalente implementado en Simulink

3.2 Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo (SMC) se basa en experimentos aleatorios para llevar a cabo un análisis estadístico de los resultados. Los modelos matemáticos dependen de una cierta cantidad de datos de entrada para obtener una o varias salidas. Es común someter a los modelos a escenarios específicos, como el mejor y el peor caso. Sin embargo, este enfoque no es apropiado, ya que no considera el riesgo asociado a la variación de las diferentes variables de entrada. Por otro lado, al considerar un número excesivamente grande de eventos posibles, se dificulta la toma de decisiones y la capacidad de almacenamiento del comportamiento del modelo [19].

En la simulación de Monte Carlo se realiza un análisis de la distribución estadística necesaria para usar como fuente de generación de datos de entrada, de la cual se extraen ciertos valores como entradas al modelo [19].

Con la finalidad de encontrar las características para la implementación del algoritmo de Monte Carlo, se realiza un análisis estadístico del comportamiento de recurso primario.

Con ayuda de la herramienta Web (Data Access Viewer - NASA POWER) de la NASA (National Aeronautics and Space Administration). En las Figura 8 y Figura 9 se muestra la variabilidad del recurso primario en un periodo de 3 años de una zona específica.

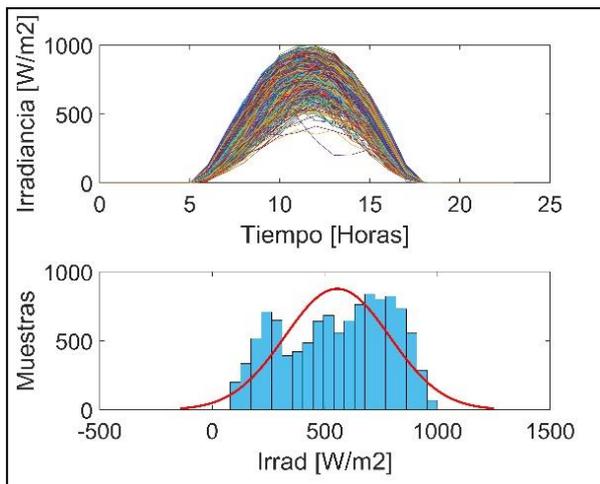


Figura 8: Histórico de Irradiancia

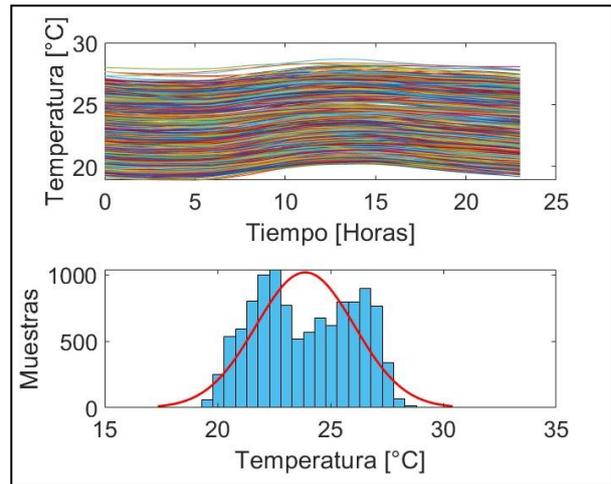


Figura 9: Histórico de Temperatura

De los datos obtenidos se puede extraer las características de las variables de entrada para la simulación de Monte Carlo.

Tabla 2: Estadísticos del Recurso Primario

Componente	Variable	Características
Sistema Fotovoltaico	Irradiancia [W/m^2]	Media: 555.18
		Desviación estándar: 232.36
Sistema Fotovoltaico	Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]	Media: 23.56
		Desviación estándar: 2.2131

Se implementa la red equivalente en Simulink de Matlab de la Fig. 7 para realizar la SMC, con los datos obtenidos del análisis estadístico del recurso primario presentados en la Tabla 2 se realizan 1000 escenarios operativos que son resultados del sorteo de las variables Temperatura e Irradiancia para obtener el comportamiento del ciclo de trabajo. Para el entrenamiento del modelo de regresión lineal multivariante, se requiere la generación de un conjunto de datos de control como se muestra en la Figura 10. Para obtener los datos de entrada y salida se implementa el algoritmo Perturba y Observa que se encuentra embebido dentro de los bloques del ejemplo “Microgrid Hybrid PV/ Wind / Battery Management System”, de la librería de Matlab. Este conjunto de datos consta de múltiples variables independientes tal como se detalla a continuación:



$$\begin{pmatrix} Irr_1 & Temp_1 & Duty_1 \\ Irr_2 & Temp_2 & Duty_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ Irr_n & Temp_n & Duty_n \end{pmatrix}_{n \times p}$$

Figura 10: Base de Datos

Donde:

n: Individuos (Escenarios Operativos)

p: variables

Irr: Irradiancia

Temp: Temperatura

Duty: Ciclo de trabajo

3.3 Minería de Datos

En esta etapa se presenta la metodología implementada para realizar el entrenamiento del regresor lineal multi-variante para obtener la característica adaptativa del control MPPT.

Considerando el comportamiento no lineal del ciclo de trabajo, en la presente metodología se propone realizar el entrenamiento del regresor, sobre una base de datos que son resultados de un análisis de conglomerados como se describe en la siguiente ecuación.

$$d = \begin{cases} b_{10} + b_{11}x_1 + b_{12}x_2 \\ b_{20} + b_{21}x_1 + b_{22}x_2 \\ b_{30} + b_{31}x_1 + b_{32}x_2 \\ b_{40} + b_{41}x_1 + b_{42}x_2 \end{cases}$$

Para:

$$x_{i1 \min} < x_1 < x_{i1 \max}$$

$$x_{i2 \min} < x_2 < x_{i2 \max}$$

Donde:

b_{i0}, b_{i1}, b_{i2} : Coeficientes del regresor del clúster i

x_{i1} : Irradiancia del Clúster i

x_{i2} : Temperatura del Clúster i

$x_{i1 \min}$: Límite mínimo de Irradiancia del clúster i

$x_{i2 \min}$: Límite mínimo de Temperatura del clúster i

$x_{i1 \max}$: Límite máximo de Irradiancia del clúster i

$x_{i2 \max}$: Límite máximo de Temperatura del clúster i

Para escoger el número de agrupaciones adecuadas para representar el universo de escenarios del comportamiento del ciclo de trabajo en función de la

temperatura e irradiancia, se realiza un análisis de la distancia acumulada entre los datos de un mismo grupo con su centroide. En la Figura 11 se presenta el comportamiento de la distancia en función del número de centroide. De este análisis se escoge cuatro centroides, considerando que la variación de distancia es muy pequeña al escoger un mayor número de grupos.

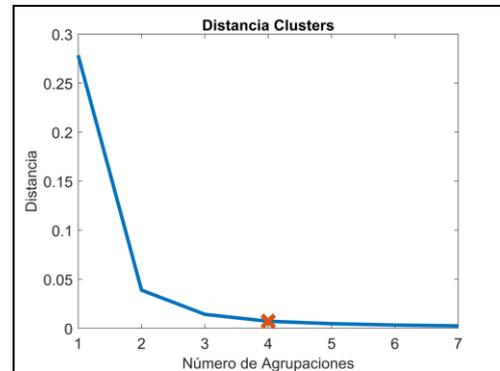


Figura 11: Distancia en Función del Número de Clústeres

Con la ayuda de Matlab 2022b, se emplea la herramienta “kmeans” sobre la base de datos elaborada, con el requerimiento de cuatro centroides, resultados que se muestran en la Figura 12.

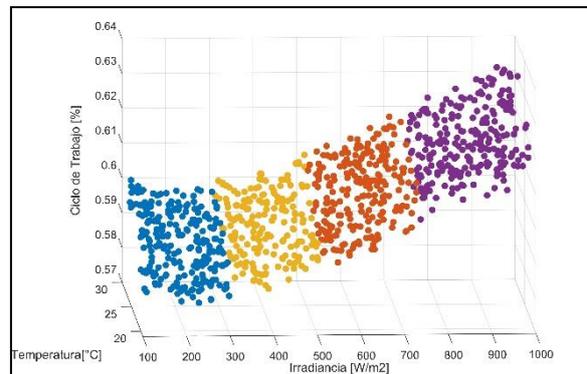


Figura 12: Agrupación de Datos

Una vez que se cuenta con cuatro grupos representativos se toman de forma aleatoria el 80% de los datos de cada grupo para realizar el entrenamiento y el 20% para validación del modelo, de este entrenamiento se obtienen los resultados expuestos en la Tabla 3:

Tabla 3: Parámetros para Implementación del Regresor

	Clúster 1	Clúster 2	Clúster 3	Clúster 4
b_0	0.5403	0.5220	0.5298	0.5750
b_1	3.1135e-05	6.465e-05	5.4753e-05	-19.248e-05
b_2	1.7392e-03	1.7031e-03	1.6932e-03	1.9064e-03
Irr max	464.01	994.35	724.73	220.55



Irr min	220.68	728.3	463.17	1.0048
T° max	28.612	28.640	28.652	28.617
T° min	18.968	18.903	18.972	18.933

Los datos presentados en la Tabla 3 permiten representar en la Figura 13 los planos asociados a los regresores entrenados, sobre la base de datos.

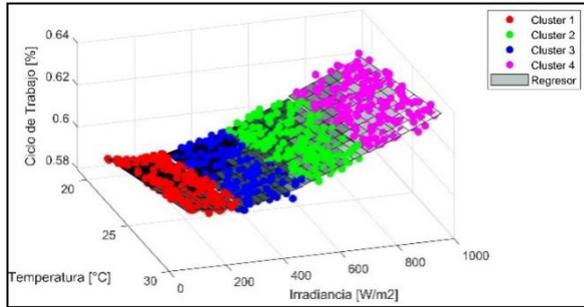


Figura 13: Representación de Regresores en cada Grupo

3.4 Casos de estudio

Una vez que se cuenta con los parámetros de los regresores se realiza el algoritmo propuesto de MPPT en un software de simulación de sistemas de potencia cuya respuesta puede ser observada en cantidades instantáneas, se utiliza el software de transitorios electromagnéticos HYPERSIM. Para esto se han modelado dos escenarios:

3.4.1 Sistema fotovoltaico conectado a red infinita

En el contexto de un modelo fotovoltaico conectado a una red infinita, se plantea una configuración en la que la instalación fotovoltaica está vinculada a una red eléctrica de dimensiones teóricamente ilimitadas. Este tipo de conexión permite que la energía generada por el sistema fotovoltaico se inyecte directamente en la red, contribuyendo así a la oferta total de energía disponible. La interconexión con una red infinita sugiere la capacidad de absorber toda la energía generada por el modelo fotovoltaico sin restricciones, en la Figura 14 se muestra el diagrama del modelo propuesto:

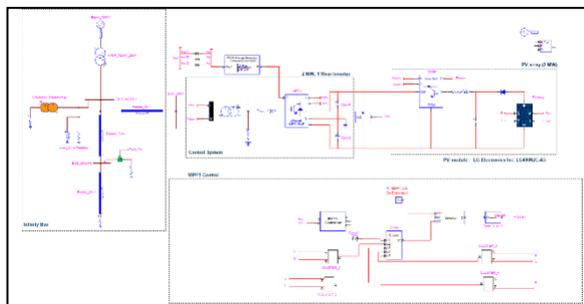


Figura 14: Sistema Fotovoltaico con PCC a barra infinita

3.4.2 Sistema fotovoltaico integrado a una Microrred

En el ámbito de un sistema fotovoltaico incorporado en una microrred, se describe una disposición en la que el panel solar forma parte de una red eléctrica de escala local. Esta microrred puede operar de forma autónoma o estar conectada a la red principal, y la contribución del modelo fotovoltaico se canaliza hacia la generación de energía dentro de este entorno más reducido. La conexión a una microrred proporciona una mayor flexibilidad y capacidad de gestión local sobre la generación, distribución y consumo de energía, permitiendo una administración más eficiente y sostenible de los recursos energéticos dentro de la comunidad o área específica a la que sirve la microrred. El modelamiento realizado incluye generación fotovoltaica con control MPPT, generación eólica, generación hidráulica y los alimentadores de distribución hacia las cargas, como se observa en el diagrama de la Figura 15.

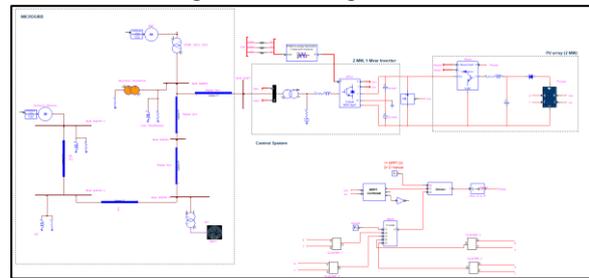


Figura 15: Sistema Fotovoltaico integrado en Microrred

4. DISEÑO Y SIMULACIÓN

A continuación, se presenta el detalle del diseño y simulación del algoritmo propuesto de MPPT implementado en el entorno de simulación HYPERSIM el cual permite el modelamiento y análisis de redes complejas de energía proporcionando resultados para la validación y estudios de estabilidad en sistemas de pequeña y gran escala. En particular, se ha empleado la plataforma HYPERSIM para la simulación de sistemas eléctricos de potencia, aprovechando la flexibilidad y capacidad de representación detallada que ofrece. La integración con modelos específicos de MATLAB/Simulink proporciona una metodología integral para evaluar la eficiencia y robustez del algoritmo MPPT propuesto en un entorno representativo de sistemas de energía solar permitiendo evaluar su dinámica dentro de la red.

Para verificar la eficacia del algoritmo de seguimiento y su respuesta dentro de los parámetros de la red eléctrica se propone el modelamiento en dos escenarios de conexión del sistema fotovoltaico, el primero el punto de conexión común será en una barra infinita y el segundo dentro de una microrred conforme se detalla en la sección 3.

4.1 Algoritmo MPPT con conexión a red infinita

En primer lugar, el sistema propuesto se simulo con condiciones meteorológicas base de: Irradiancia (S) con un valor de 1000 W/m^2 y una temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, en el instante de tiempo $t=0.5$ segundos se realiza un cambio tipo escalón en el valor de irradiancia ($\Delta S=100 \text{ W/m}^2$) y temperatura ($\Delta T=5 \text{ }^\circ\text{C}$) simulando una condición climatológica y vuelve a su estado inicial después de un tiempo $\Delta t=0.2$ segundos, en este escenario se observan la respuesta del algoritmo MPPT propuesto. En las figuras: Figura 16, Figura 17, Figura 18 y Figura 19 se muestran las variables de potencia de salida, voltaje, corriente del PV y la respuesta del ciclo de trabajo calculado por el algoritmo MPPT en el clúster No 3 respectivamente:

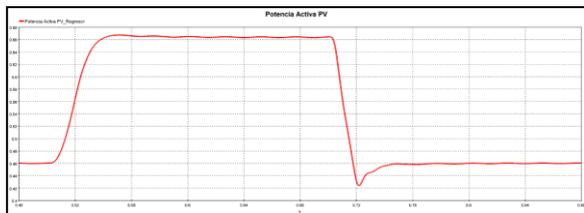


Figura 16: Potencia Activa PV

La respuesta de potencia activa en el punto común de conexión ante el escalón de irradiancia y temperatura provoca el funcionamiento del algoritmo MPPT mediante regresión lineal el mismo que modifica el ciclo de trabajo del inversor que se conecta a la red exigiendo al panel la máxima potencia, en base a esto la Figura 17 muestra la exigencia de corriente al panel fotovoltaico durante el aumento de la temperatura y de la irradiancia.

La respuesta de voltaje que se muestra en la Figura 18 tiene una respuesta transitoria ante el cambio de corriente, dado que el inversor mantiene el voltaje de panel fotovoltaico en el estado estacionario el voltaje permanece constante.

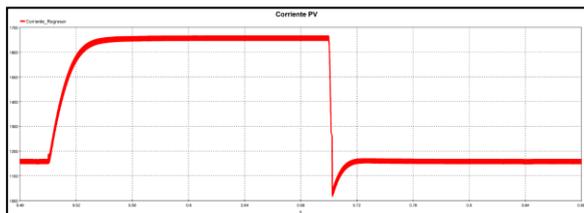


Figura 17: Respuesta de corriente en PV

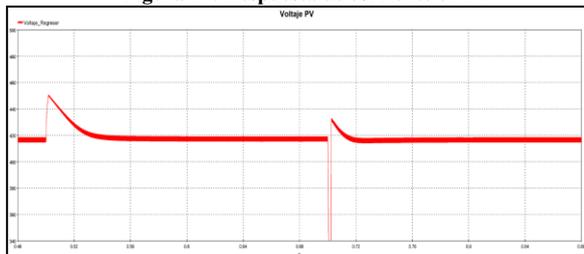


Figura 18: Respuesta de voltaje en PV

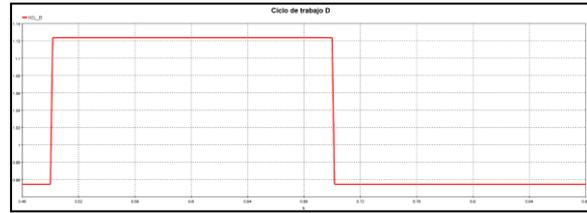


Figura 19: Ciclo de trabajo resultado del MPPT

Adicionalmente se compara la respuesta transitoria causadas por los elementos de electrónica de potencia de los sistemas de control de los convertidores e inversor del panel fotovoltaico, en la cual se concluye que al utilizar un algoritmo MPPT basado en Machine Learning permite eliminar los transitorios y el sobrepico de corriente que se produce en un algoritmo P&O al momento de un cambio en los parámetros de entrada en la Figura 20 y Figura 21 se muestra la comparación de estas señales en los dos algoritmos, para la etapa transitoria y estacionaria.

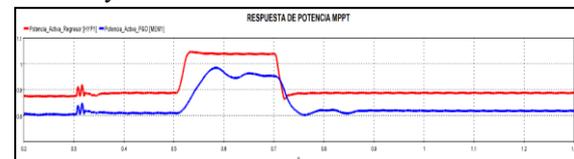


Figura 20: Potencia activa método MPPT



Figura 21: Corriente PV métodos MPPT

La respuesta en estado transitorio es mejorada con el algoritmo MPPT mediante regresión lineal haciendo que el inversor exija una respuesta de corriente adecuada. Adicionalmente en la Tabla 4 se presenta el aumento de potencia máxima transferida en estado estacionario en los dos métodos aplicados, concluyendo que el clúster No. 3 del regresor lineal entrenado tiene una mejor respuesta que el algoritmo perturba y observa.

Tabla 4: Comparación de respuesta de potencia activa

Método	Potencia Activa (MW)	Porcentaje de ΔP (%)
Regresor Lineal	1.038	29
Perturba y Observa	0.953	19

Finalmente, para este escenario se realiza una falla en el alimentador de la carga analizando para esta perturbación externa al sistema fotovoltaico como responde el algoritmo de MPPT, en la Figura 22 se describe este cambio que muestra un adecuado

comportamiento en el algoritmo propuesto en el presente trabajo.

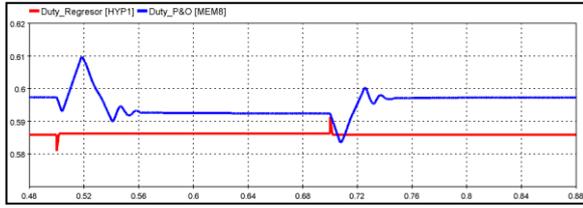


Figura 22: Respuesta MPPT ante perturbación

4.2 Algoritmo MPPT con conexión a Microrred

La respuesta del sistema fotovoltaico conectado a una microrred se caracteriza por su dinámica compleja y su interacción con las condiciones variables de la microrred. En este caso la variabilidad temporal de las condiciones climáticas influirá en la generación renovable que forma parte de la microrred en este sentido el cambio en los parámetros de radiación solar y temperatura interactuarán con el resto de los elementos en la red, el análisis se centra en la capacidad del seguimiento del punto de máxima potencia ante esta nueva condición de red.

El evento realizado en este escenario corresponde al cambio tipo escalón del valor de irradiancia del panel fotovoltaico al instante de tiempo $t=0.5$ segundos, las respuestas dinámicas en la microrred se ven alteradas dado que el control del inversor necesita ser sintonizado para ser un formador de red ante la variación causada por las demás generaciones en este sentido en las figuras: Figura 23, Figura 24 y Figura 25 se presentan las respuestas de la potencia, voltaje y corriente del panel fotovoltaico respectivamente con la implementación del algoritmo MPPT propuesto, como se puede observar el punto de potencia activa no cambia significativamente dado que la variación absorbida por la red se reparte entre todas las fuentes de energía, esto se refleja también en el cambio de corriente exigida al inversor del panel fotovoltaico:

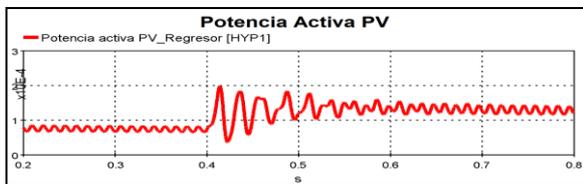


Figura 23: Potencia Activa PV Microrred

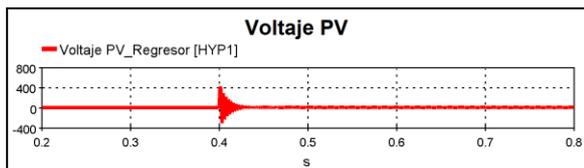


Figura 24: Voltaje PV Microrred

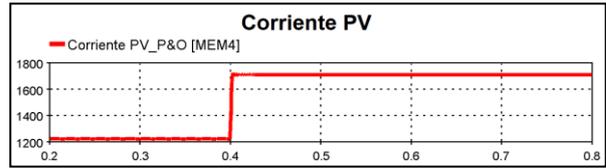


Figura 25: Corriente PV Microrred

Se realiza además la comparación del funcionamiento de los dos métodos MPPT para observar su funcionamiento y desempeño en la configuración de Microrred, en los resultados de potencia activa transmitida de la Figura 26 se observa como el algoritmo P&O tiene una respuesta errónea tendiendo a una inestabilidad en el valor de potencia, en cambio, el algoritmo propuesto tiene un mejor control en la respuesta de la potencia inyectada a la microrred.

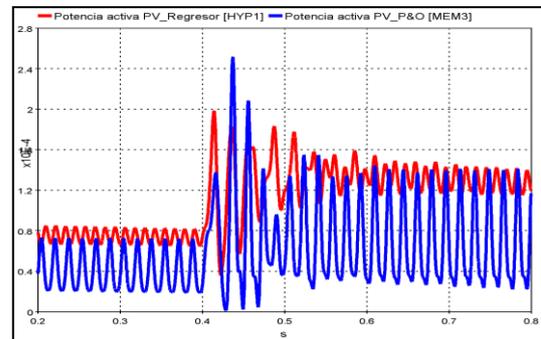


Figura 26: Potencia Activa Comparación algoritmos MPPT

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El algoritmo de seguimiento del punto máximo de potencia de un panel fotovoltaico exhibe una respuesta robusta y eficiente, permitiendo que la dinámica del panel fotovoltaico se adapte a las variaciones de las condiciones climatológicas y de la red, en estas condiciones el algoritmo basado en regresión lineal proporciona un mejor rendimiento para la optimización de los sistemas fotovoltaicos.

Los resultados obtenidos de las pruebas y análisis realizados en el entorno de simulación de HYPERSIM brindan evidencia sólida y respaldan la viabilidad y eficacia del algoritmo propuesto. Estos resultados muestran mejoras en la eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), la capacidad del algoritmo para adaptarse a variaciones ambientales, como cambios en la irradiancia solar y temperatura. Estos resultados, derivados de la simulación en HYPERSIM, constituyen una base robusta y confiable que respalda la aplicación práctica del algoritmo propuesto en la optimización de sistemas fotovoltaicos dentro de entornos de microrred. Además, estas conclusiones sólidas proporcionan una sólida dirección para investigaciones futuras en esta área específica.

Con la finalidad de buenas prácticas, se recomienda para futuros trabajos la evaluación del comportamiento



del algoritmo en un entorno controlado utilizando equipos físicos, aprovechando la ventaja de la presente aplicación en el software HYPERSIM, el cual permite simulaciones en tiempo real. Esta evaluación práctica facilitaría una comprensión más profunda del rendimiento y la eficacia del algoritmo en condiciones reales, proporcionando perspectivas de resultados valiosos que permitan validar su aplicabilidad y ajustes necesarios en la implementación en sistemas

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UNCTAD. Secretariat, “The future energy matrix and renewable energy :: implications for energy and food security : note /: by the UNCTAD Secretariat.” UN, Jan. 12, 2010. Accessed: Dec. 27, 2023. [Online]. Available: <https://digitallibrary.un.org/record/676170>
- [2] “2023 Levelized Cost Of Energy+ | Lazard.” Accessed: Dec. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- [3] M. S. Mahmoud, S. Azher Hussain, and M. A. Abido, “Modeling and control of microgrid: An overview,” *J Franklin Inst*, vol. 351, no. 5, pp. 2822–2859, 2014, doi: 10.1016/j.jfranklin.2014.01.016.
- [4] C. G. Villegas-Mier, J. Rodriguez-Resendiz, J. M. Álvarez-Alvarado, H. Rodriguez-Resendiz, A. M. Herrera-Navarro, and O. Rodríguez-Abreo, “Artificial neural networks in mppt algorithms for optimization of photovoltaic power systems: A review,” *Micromachines*, vol. 12, no. 10. MDPI, Oct. 01, 2021. doi: 10.3390/mi12101260.
- [5] “Photovoltaic Energy Factsheet | Center for Sustainable Systems.” Accessed: Dec. 27, 2023. [Online]. Available: <https://css.umich.edu/publications/factsheets/energy/photovoltaic-energy-factsheet>
- [6] M. A. G. De Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. De Azevedo Melo, and C. A. Canesin, “Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 3, pp. 1156–1167, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2198036.
- [7] N. Padmavathi, A. Chilambuchelvan, and N. R. Shanker, “Maximum Power Point Tracking During Partial Shading Effect in PV System Using Machine Learning Regression Controller,” *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 16, no. 2, pp. 737–748, Mar. 2021, doi: 10.1007/s42835-020-00621-4.
- [8] C. Lozada and D. Panchi, “Implementación de Hardware In The Loop para el Análisis de Escenarios de Control de Frecuencia en una Microrred Utilizando WAMS,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 19, no. 2, pp. 69–80, Jan. 2023, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.558.
- [9] M. Sarvi and A. Azadian, “A comprehensive review and classified comparison of MPPT algorithms in PV systems,” *Energy Systems*, vol. 13, no. 2. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, pp. 281–320, May 01, 2022. doi: 10.1007/s12667-021-00427-x.
- [10] R. B. A. Koad, A. F. Zobia, and A. El-Shahat, “A Novel MPPT Algorithm Based on Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Systems,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 468–476, Apr. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2606421.
- [11] R. Rajesh and M. Carolin, “Renewable and Sustainable Energy Reviews,” Elsevier, 2015.
- [12] Chiu Chian-Song, “T–S fuzzy maximum power point tracking control of solar power generation systems,” *IEEE Trans Energy Convers*, 2010.
- [13] Peter Pradeep and Agarwal Vivek, “On the Input Resistance of a Reconfigurable Switched Capacitor DC–DC Converter - Based Maximum Power Point Tracker of a Photovoltaic Source,” *IEEE Trans on Power Electronics*, 2012.
- [14] S. Motahhir, A. El Hammoumi, and A. El Ghzizal, “The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 246. Elsevier Ltd, Feb. 10, 2020. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118983.
- [15] Daniel. Peña, *Análisis de datos multivariantes*. McGraw-Hill/Interamericana, 2002.
- [16] P. Rujasiri and B. Chomtee, “Comparison of Clustering Techniques for Cluster Analysis,” *Nat. Sci.*, vol. 43, pp. 378–388, 2009.
- [17] M. Kantardzic, *Data Mining: Concepts, Models, Methods, and Algorithms*, Third Edition. Wiley Sons, Inc., John, 2019.
- [18] S. Bae and A. Kwasinski, “Dynamic modeling and operation strategy for a microgrid with wind and photovoltaic resources,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1867–1876, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2198498.
- [19] S. Raychaudhuri, “Introduction to Monte Carlo simulation”, en 2008 Winter Simul. Conf. (WSC), Miami, FL, USA, 7–10 de diciembre de 2008. IEEE, 2008.



David Panchi Vergara. - Nació en Quito, en 1992. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2017, Magister en Electricidad mención redes eléctricas inteligentes de la Escuela

Politécnica Nacional. Actualmente se desempeña como Especialista de Ingeniería de la Producción en CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Simulación digital en Tiempo Real y Estabilidad de Pequeña Señal.



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, Energías Renovables y Optimización Aplicada.



Wilson 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.



Andrés Jacho Alvarado. - Nació en Guayaquil, Ecuador 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. Sus áreas de investigación son: Estabilidad de sistemas de potencia en tiempo real, Lenguajes de programación aplicados a sistemas de control, esquemas de control utilizados en fuentes de generación basadas en convertidores de electrónica de potencia.

Design and Evaluation of a Standalone Photovoltaic System for Rural Road Lighting and Electric Vehicle Charging Based on a Multipurpose Approach

Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado para Iluminación en Vías Rurales y Carga de Vehículos Eléctricos Basado En Un Enfoque Multipropósito

J.G. Villarreal¹ 0009-0003-6817-0698C.C. Cuji² 0000-0002-9324-6290

¹Universidad Politécnica Salesiana, Carrera de Electricidad, Quito, Ecuador
E-mail: kandrdef@est.ups.edu.ec; lfloresc2@est.ups.edu.ec

²Universidad Politécnica Salesiana, Carrera de Electricidad, GIREI - Quito, Ecuador
E-mail: ccuji@ups.edu.ec, criscuji10@gmail.com

Abstract

The results of a proposal for a high-efficiency photovoltaic system with multipurpose applications implemented along a road are presented. This system is designed to address issues related to lighting, telecommunications, and electric vehicle charging. The need for an isolated system arises from sudden power outages in the country that affect road safety and reliability, as well as the lack of phone signal in some areas.

In the field of lighting, an analysis is conducted using DiaLux software to ensure compliance with appropriate lighting standards for different types of roads. Furthermore, the multipurpose system includes electric vehicle charging, which is becoming increasingly relevant due to the shift towards more eco-friendly vehicles. Providing electric vehicle charging along roads resolves the issue of limited electric vehicle range and promotes their reliable use. The evaluation of the energy resource using the Glover and McCulloch method is essential for designing an efficient system capable of meeting various user needs. Additionally, reducing carbon dioxide emissions is a significant consideration, as electric vehicles can significantly contribute to reducing greenhouse gas emissions compared to fossil fuel vehicles.

Index terms— High efficiency, Public lighting, photovoltaic, Glover and McCulloch, multipurpose system, isolated system. indexing purposes.

Resumen

Se presentan los resultados de una propuesta de un sistema fotovoltaico de alta eficiencia con aplicaciones multipropósito, implementado a lo largo de una carretera. Este sistema está diseñado para abordar cuestiones relacionadas con la iluminación, las telecomunicaciones y la carga de vehículos eléctricos. La necesidad de un sistema aislado surge de los apagones repentinos en el país que afectan la seguridad vial, el excesivo uso de vehículos de combustibles fósiles que emiten gases que contaminan el planeta, así como la falta de señal telefónica en algunas zonas.

En el ámbito de la iluminación, se realiza un análisis utilizando el software DiaLux para garantizar el cumplimiento de los estándares adecuados de iluminación para diferentes tipos de carreteras. Además, el sistema multipropósito incluye la carga de vehículos eléctricos livianos de uso particular, que se está volviendo cada vez más relevante debido al cambio hacia vehículos más ecológicos. La provisión de carga de vehículos eléctricos a lo largo de las carreteras resuelve el problema de la autonomía limitada de los vehículos eléctricos y promueve su uso confiable. La evaluación del recurso energético mediante el método Glover y McCulloch es fundamental para diseñar un sistema eficiente capaz de satisfacer diversas necesidades del usuario. Además, la reducción de las emisiones de dióxido de carbono es un aspecto importante, ya que los vehículos eléctricos pueden contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los vehículos de combustibles fósiles.

Palabras clave— Alta eficiencia, alumbrado público, fotovoltaico, Glover y McCulloch, sistema multipropósito, sistema aislado.

Recibido: 07-11-2023, Aprobado tras revisión: 13-12-2023

Forma sugerida de citación: Villarreal, J.; Cuji, C. (2024) "Diseño y evaluación de un sistema fotovoltaico aislado para iluminación en vías rurales y carga de vehículos eléctricos basado en un sistema multipropósito". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 47-57

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.614>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

El presente informe plantea la implementación de un sistema fotovoltaico autónomo diseñado para abordar la carga de vehículos eléctricos, la iluminación y las telecomunicaciones. La necesidad de esta solución surge para asegurar fuentes de energía verde para la carga de vehículos eléctricos. Adicionalmente, se busca subsanar la carencia de cobertura de telefonía en áreas desatendidas, un servicio fundamental en la era actual. Cabe destacar que, en el territorio nacional, los automóviles que utilizan combustibles fósiles son responsables de una significativa cantidad de emisiones de dióxido de carbono. La transición hacia vehículos eléctricos está en constante crecimiento debido a su menor impacto ambiental. Sin embargo, la limitada autonomía de estos vehículos plantea desafíos, y la provisión de puntos de carga en las vías se plantea como una solución para garantizar su uso fiable. [1].

El análisis del recurso energético, llevado a cabo mediante un método para la obtención de datos de radiación solar, desempeña un papel crucial en la configuración de un sistema eficiente que satisface las múltiples demandas de los usuarios. Este enfoque multipropósito abarca tanto la carga de vehículos eléctricos como la iluminación y las telecomunicaciones. Se subraya la relevancia de los sistemas aislados, que no dependen de las fuentes de energía del sistema eléctrico interconectado del país. Estos sistemas representan soluciones de gran utilidad para llevar electricidad a zonas rurales o comunidades que, de otra forma, no podrían acceder a la red eléctrica nacional debido a diversos factores como la distancia, los costos económicos o las limitaciones técnicas. [2].

2. DESCRIPCIÓN Y ESCENARIOS

2.1. Descripción del Problema de Estudio

En la actualidad, los sistemas aislados desempeñan un papel crucial debido a su independencia de las fuentes de energía del sistema eléctrico nacional interconectado. Estos sistemas resultan de gran relevancia, ya que garantizan el suministro de electricidad en áreas donde las contingencias en el sistema eléctrico convencional no deben afectar. Representan una solución efectiva para llevar energía eléctrica a zonas rurales y comunidades a las que resulta inaccesible o poco viable extender la red eléctrica. Esto puede deberse a diversas razones, como las grandes distancias o las limitaciones económicas que hacen que un proyecto de electrificación convencional no sea factible. Los sistemas aislados ofrecen beneficios similares a los usuarios en términos de acceso a la electricidad, pero a menudo requieren una inversión menor en comparación con la extensión de la red eléctrica, lo que los convierte en una alternativa viable. [3], [4].

2.2. Caso de Estudio

2.2.1. Vía E487

La Vía E487, ubicada en Ecuador, se erige como un ejemplo destacado de una carretera principal que conecta la región costera con la región montañosa, específicamente entre Guayaquil y Riobamba. Esta vía se encuentra transitada por camiones que transportan productos entre ambas regiones, y en días festivos, se congestiona con vehículos que se dirigen a la costa. Uno de los problemas más acuciantes en esta vía es la frecuencia de asaltos a los conductores de camiones, agravados por los accidentes de tráfico que ocurren con regularidad debido a la neblina que se presenta en las noches, dificultando la visibilidad de los conductores [5].

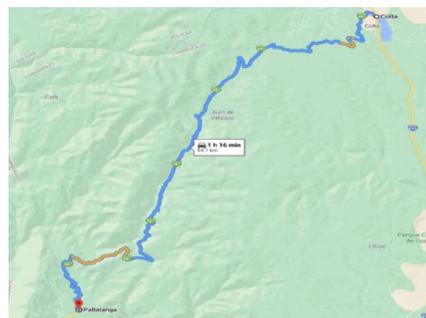


Figura 1: Tramo sin iluminación de la vía E487 - Google Maps

Si bien algunos tramos de la vía cuentan con acceso a la electricidad, en otros lugares, la electricidad no se distribuye a lo largo de la carretera para conectar las pequeñas comunidades y pueblos circundantes sin incurrir en costos excesivos. Sin embargo, en esta misma ruta, se encuentran comunidades aisladas en el páramo de Navag, que carecen de acceso a la energía eléctrica. La implementación del sistema fotovoltaico sería especialmente beneficiosa para estas comunidades.

2.2.2. Vía E28

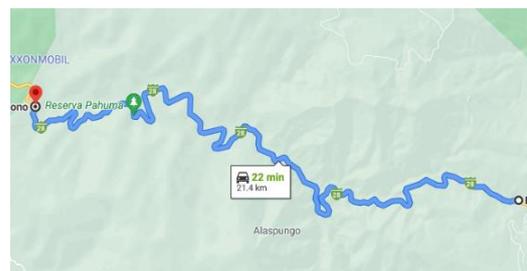


Figura 2: Tramo sin iluminación de la vía E28 - Google Maps

La Vía E28 es otra carretera relevante que conecta la región costera con la región montañosa en Ecuador, específicamente entre Calacalí y Nanegalito. Esta vía es utilizada por vehículos de carga ligera y pesada, ya que la región es conocida por la producción de productos como palmito, banano, yuca, entre otros. Sin embargo, esta vía es oscura, insegura y carece de cobertura de telefonía móvil, lo que dificulta la comunicación en caso de emergencia [6].



Figura 3: Tramo de la vía E28 con cobertura celular nula o con tecnología 2G

2.2.3. Vía E45

La Vía E45 se destaca por conectar diferentes regiones de Ecuador, y en este caso, se considera el tramo ubicado en el Oriente que enlaza la región montañosa con la región amazónica. Esta vía es un corredor comercial vital entre las dos regiones, pero enfrenta desafíos relacionados con la falta de alumbrado público, la electricidad y la cobertura de señal para teléfonos celulares [7][8].



Figura 4: Tramo sin iluminación de la vía E45 - Google Maps

En cada uno de estos casos de estudio, la falta de iluminación, la inseguridad y la escasez de acceso a servicios básicos se presentan como problemas críticos que podrían abordarse de manera efectiva mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos multipropósito. Estos sistemas no solo mejorarían la calidad de vida y la seguridad de los residentes, sino que también respaldarían el desarrollo sostenible y la movilidad eléctrica en el país [9].

2.3. Sistema solar fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos aprovechan la energía del sol para generar electricidad de manera

sostenible. La radiación solar incidente en la Tierra se compone de tres componentes: radiación directa, radiación reflejada y radiación difusa. El cálculo de la radiación global permite la correcta evaluación del recurso solar. Se utilizan métodos empíricos, como el método de Glover & McCulloch, que consideran factores como la latitud del lugar. En Ecuador, situado cerca del ecuador, el método resulta viable. El cálculo de la radiación global implica el uso de ecuaciones que incluyen la radiación extraterrestre diaria, el promedio mensual de horas diarias de brillo solar y el número máximo diario promedio mensual de horas de sol.

$$\frac{H}{H_0} = a \cos \varphi + b \left(\frac{n}{N}\right) \quad (1)$$

Donde:

H: La radiación global diaria promedio mensual en kWh.m⁻².dia⁻¹.

H₀: La radiación solar diaria promedio mensual en kWh.m⁻².dia⁻¹.

n: El promedio mensual de horas diarias de brillo solar.

N: El número máximo diario promedio mensual de horas sol.

a y b: Son las constantes de regresión.

φ: Latitud de la locación [10].

2.3.1. Elementos de los Sistemas Solares

Un sistema solar fotovoltaico se basa en la captación y conversión de la energía solar en electricidad. Esto se logra mediante varios elementos clave:

Paneles Fotovoltaicos: Estos paneles consisten en múltiples celdas fotovoltaicas, cada una de las cuales genera un voltaje de alrededor de 0.3 V a 0.5 V. Para obtener voltajes adecuados para aplicaciones eléctricas, se conectan en serie para incrementar el voltaje y en paralelo para aumentar la corriente. Estos grupos de celdas se conocen como paneles fotovoltaicos.

Baterías: En sistemas aislados, son esenciales para almacenar la energía generada por los paneles solares y utilizarla cuando no se está generando electricidad. Las baterías pueden variar en tecnología, como las de plomo-ácido, níquel-hierro, iones de litio, entre otras. La vida útil de las baterías está directamente relacionada con su profundidad de descarga, lo que implica no descargarlas más del 40% de su capacidad.

Tabla 1: Eficiencia de los paneles solares

Materiales	Eficiencia nominal (%)	Eficiencia real (%)
Panel de silicio Monocristalino	24	14-17
Panel de silicio Policristalino	18	13-15
Panel de silicio Amorfo	13	5-7

Reguladores de Carga: Estos dispositivos permiten una carga eficiente de las baterías al supervisar el voltaje y protegerlas contra sobrecargas o descargas profundas que reducirían su vida útil [11].



Inversores: Los inversores transforman la corriente continua (CC) generada por los paneles en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de las aplicaciones eléctricas. Los inversores comerciales pueden ser monofásicos o trifásicos y operan a frecuencias de 50 Hz o 60 Hz. La cantidad de pulsos generados por el inversor influye en la calidad de la señal de CA resultante [12].

2.4. Alumbrado Público:

En el contexto de este proyecto, el alumbrado público se considera, utilizando lámparas LED debido a sus características técnicas óptimas. Estas lámparas LED ofrecen un rendimiento lumínico entre 100 lm/W y 154 lm/W, lo que significa que convierten una cantidad significativa de energía en luz visible, lo cual es crucial para lograr una iluminación eficiente y efectiva. Además, su larga vida útil, que varía entre 50,000 y 100,000 horas, reduce la necesidad de reemplazos frecuentes, lo que es especialmente ventajoso en áreas de difícil acceso, como las carreteras mencionadas en el proyecto [13].

La temperatura de color de las lámparas LED puede variar de 2700 K a 5000 K. En este proyecto, se ha seleccionado una lámpara Sylvania de 90 W y 4000 K. Esta elección está respaldada por su temperatura de color adecuada, que es lo suficientemente cálida para proporcionar una iluminación cómoda y no deslumbrante [14][15]

$$M = (6 - \Sigma_{vps}) \tag{2}$$

Donde:

P: Es la clase de iluminación va de M1 a M6

Σ_{vps} : Es el sumatorio de los valores de la ponderación

Tabla 2: Parámetros para selección de clase de iluminación [16]

Parámetros	Opciones	Valores de la ponderación
Velocidad de los vehículos en la vía	Elevada	1
	Alta	0.5
	Moderada	0
Volumen del tráfico de vehículos	Elevado	1
	Alto	0.5
	Moderado	0
	Bajo	-0.5
Composición del tráfico	Muy bajo	-1
	Mezcla con un alto porcentaje de tráfico no motorizado	2
	Mezclado	1
	Solamente motorizado	0
Separación de vías	No	1
	Si	0
Densidad de la intersección	Alta	1
	Moderada	0
Vehículos parqueados	Se permite	0.5
	No se permite	0
Iluminación	Alta	1

ambiental	Moderada	0
	Baja	-1
Guías visuales	Pobre	0.5
	Moderado o bueno	0

La disposición de los postes de alumbrado público debe basarse en criterios específicos. Para determinar la clase de iluminación más adecuada, se utiliza la fórmula (2) indicada en la Tabla 2, considerando factores como la velocidad del tráfico, el volumen de vehículos y otros parámetros. Esto garantiza que la iluminación sea óptima y se adapte a las necesidades específicas de las vías [17][15]

2.4.1. Parámetros Fotométricos

Para definir la disposición de las luminarias y la distancia entre los postes en el alumbrado público de acuerdo con el proyecto, se emplea la fórmula (3). Esta fórmula toma en cuenta varios factores esenciales, como el ancho de la vía, el flujo luminoso de las lámparas, el factor de utilización y la iluminancia media deseada. La iluminancia media (E_m) es crítica para garantizar una iluminación uniforme y segura [18][19].

$$E_m = \frac{K \times f_m \times \phi l}{W \times d} \tag{3}$$

Donde:

E_m : Iluminancia media

k: Factor de utilización

f_m : Factor de utilización

W: Ancho de la vía

ϕl : Flujo luminoso

d: Distancia entre postes

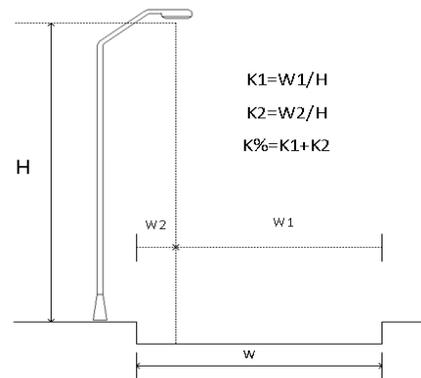


Figura 5: Parámetros para el cálculo del factor de utilización [20]

$$K = K1 + K2 \tag{4}$$

El factor de utilización (K) se determina mediante la fórmula (4) y se basa en factores que incluyen la distribución de la luz de las luminarias y las características del entorno. Asegura que la luz emitida por las lámparas LED se utilice eficazmente en el área específica que se ilumina [16].



$$N = \frac{L}{D} + 1 \quad (4)$$

Donde:

- N: Cantidad de luminarias
- L: Largo de la vía
- H: Altura de la luminaria con respecto a la calzada
- R: Relación separación entre luminarias y altura (H/d).
- D: RxH separación entre puntos de L [20].

La cantidad de postes o luminarias a lo largo una vía se determina mediante la aplicación de la fórmula (5). Esta ecuación considera la longitud de la vía y la relación entre la separación de las luminarias y su altura sobre el nivel de la calzada. Esto garantiza que la vía esté adecuadamente iluminada sin exceso ni falta de luminarias [20] [21].

$$N = \frac{L}{D} + 1 \quad (5)$$

Donde:

- N: Cantidad de luminarias
- L: Largo de la vía
- H: Altura de la luminaria con respecto a la calzada
- R: Relación separación entre luminarias y altura (H/d).
- D: RxH separación entre puntos de L [20].

La diseño del alumbrado público en este proyecto se realiza utilizando varios métodos, como la disposición unilateral, bilateral alternada, bilateral opuesta y central doble, dependiendo del ancho y las características de la vía. También se considera el nivel de suciedad en las carreteras para calcular el factor de mantenimiento (fm) [23]. Además, se determina la iluminancia media necesaria de acuerdo con la velocidad de circulación de los vehículos en diferentes tipos de vías. Esta información se utiliza para establecer una base técnica sólida para la distribución de luminarias en el proyecto de alumbrado público [22].

3. DESARROLLO Y APLICACIONES MULTIPROPÓSITO

3.1. Las estaciones de carga

La infraestructura de movilidad sostenible con energía renovable incluye estaciones de carga eléctrica que son el equivalente a las gasolineras para vehículos eléctricos y son fundamentales para promover la adopción de esta tecnología y se clasifican en tres tipos estaciones de carga:

- Carga Lenta: ideales para hogares o entornos de trabajo. Tienen un bajo consumo eléctrico (alrededor de 3.7 kW) y son convenientes para vehículos que permanecen estacionados durante largos períodos. La carga completa tarda alrededor de 8 horas [24].
- Carga Semi-rápida: estas estaciones de carga operan a una potencia de aproximadamente 7.3 kW, lo que permite

cargar vehículos más rápido que la carga lenta. Aún son adecuadas para uso residencial o en el trabajo y pueden cargar un vehículo por completo en unas 4 horas [25].

- Carga Rápida: estaciones de carga son esenciales en ubicaciones estratégicas como estaciones de servicio o áreas de alto tráfico. Tienen un alto consumo de energía (entre 50 kW y 62.5 kW) y permiten cargar el 80% de la batería en solo 30 minutos o el 50% en 15 minutos. Son ideales para viajes largos o cuando se necesita cargar de manera rápida [26].

La clave para la carga rápida es el uso de un convertidor que transforma la corriente alterna en corriente continua, garantizando una transferencia eficiente de energía a las baterías de los vehículos eléctricos. En general, la expansión de la red de estaciones de carga desempeña un papel fundamental en la promoción de la movilidad eléctrica y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles en el transporte [27].

3.2. Evaluación de Recurso Solar por el Método de Glover & McCulloch

La evaluación del recurso energético utilizando el método de Glover & McCulloch es esencial para el diseño de sistemas solares fotovoltaicos eficientes. La radiación global, que se obtiene a partir de la base de datos de la NASA, es un factor crítico para calcular la generación de energía de los paneles solares. La tabla 3 proporciona datos de radiación global en kWh/m² durante un año a lo largo de cada vía, lo que resulta fundamental en la planificación de estos sistemas.

Tabla 3: Radiación Global de las diferentes localidades de estudio[24]

Meses	E45 (kWh/m ²)	E487 (kWh/m ²)	E28 (kWh/m ²)
Enero	4.17	4.33	3.91
Febrero	3.97	4.21	3.87
Marzo	4.17	4.58	4.29
Abril	4.06	4.40	4.12
Mayo	4.01	4.21	3.87
Junio	3.98	4.18	3.75
Julio	3.90	4.29	3.97
Agosto	4.20	4.60	4.01
Septiembre	4.41	4.59	3.83
Octubre	4.56	4.55	3.81
Noviembre	4.77	4.65	3.7
Diciembre	4.41	4.38	3.63

La evaluación del recurso energético es un proceso mensual que se basa en los valores proporcionados en las tablas 4 y 5, específicamente diseñados para el método de Glover & McCulloch. Estas tablas contienen datos esenciales que se utilizan en el proceso de evaluación.

Tabla 4: Tabla de valores para el método de Glover & McCulloch[24]

Delta	Ws	HRADIAN	Ho	N
-22.930	90.811	1.5849	35.386	12.10
-17.245	90.595	1.5811	36.479	12.07
-7.9149	90.266	1.5754	37.494	12.03
4.4139	89.851	1.5682	37.315	11.98



15.210	89.478	1.5616	35.746	11.93
22.174	89.217	1.5571	34.059	11.89
23.049	89.183	1.5565	33.811	11.89
17.650	89.389	1.5601	35.214	11.91
7.3423	89.752	1.5664	37.018	11.96
-4.611	90.154	1.5734	37.616	12.02
-15.363	90.527	1.5800	36.762	12.07
-22.23	90.7	1.5844	35.538	12.14

Tabla 5: Valores para el método de Glover y McCulloch[24]

n	Irradiación Global (kWh/m2)	H/Ho	n/N
4.57674	4.33	0.1223	0.3779876
5.31333	4.21	0.1154	0.4398658
4.08133	4.58	0.12219	0.3391057
3.77366	4.4	0.11796	0.3149907
4.583	4.21	0.11777	0.3841440
4.641	4.18	0.12272	0.3901410
4.726	4.29	0.12687	0.3974398
6.075	4.6	0.13062	0.5097086
5.8356	4.59	0.12399	0.4876455
4.35233	4.55	0.12095	0.3620715
4.6713	4.65	0.12648	0.3870100
5.50333	4.38	0.12324	0.4550596

En la Fig. 6 se muestra los valores de la regresión lineal para obtener los valores a y b.

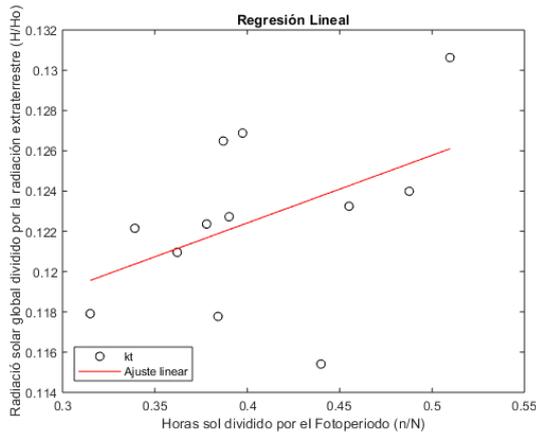


Figura 6: Regresión Lineal[24]

La gráfica presenta el resultado de una regresión lineal aplicada a los datos en el eje X, que corresponden a las horas de sol divididas por el fotoperiodo, mientras que en el eje Y se muestran las cifras de radiación global dividida por la radiación solar extraterrestre. A través de este proceso de regresión lineal, se obtienen los valores de 'a' y 'b', los cuales son claves para el cálculo de la irradiación mediante el método Glover & McCulloch, como se detalla en la tabla 10.

Tabla 6: Valores de irradiación por el método de Glover & McCulloch[24]

Meses	a	b	Glover & McCulloch (KWh/m2)
Enero	0.0336	0.109	4.30441489
Febrero	0.0336	0.109	4.51319667

Marzo	0.0336	0.109	4.51176309
Abril	0.0336	0.109	4.46004918
Mayo	0.0336	0.109	4.3555989
Junio	0.0336	0.109	4.15691534
Julio	0.0336	0.109	4.13492711
Agosto	0.0336	0.109	4.43931525
Septiembre	0.0336	0.109	4.63933282
Octubre	0.0336	0.109	4.55552896
Noviembre	0.0336	0.109	4.48296791
Diciembre	0.0336	0.109	4.41490018

En la Tabla, se presentan los coeficientes de regresión 'a' y 'b' correspondientes a cada mes a lo largo de la vía E435, los cuales se calculan a partir de los valores de irradiación obtenidos mediante el método de Glover & McCulloch. Estos valores se utilizan para elaborar una gráfica de comparación entre los datos provenientes de la base de datos de la NASA y los datos generados por el método propuesto por Glover & McCulloch, tal como se ilustra en la Fig. 14.

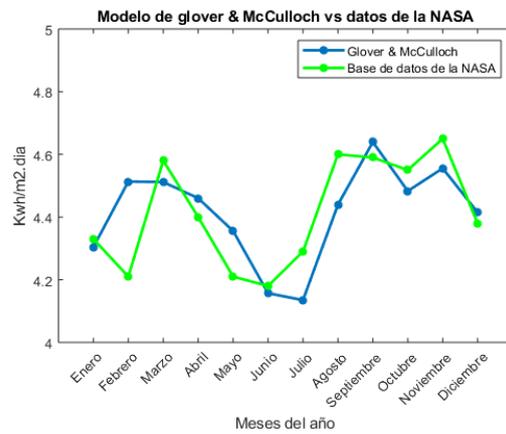


Figura 7: Método de Glover & McCulloch vs Datos de la Nasa[24]

En la Fig. 7 se muestra la irradiación por cada mes la misma que está dada en kWh/m2.dia.

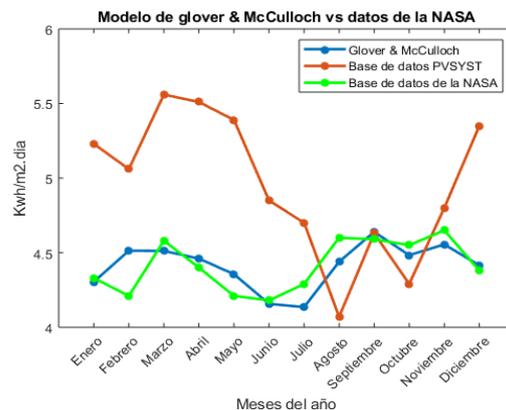


Figura 8: Modelo de G & M vs Datos de la NASA vs datos PVSYST[24]

La Fig. 8 ilustra una comparación entre la irradiación proporcionada por las bases de datos de la NASA, PVSYST y el método de Glover & McCulloch. Se puede observar que la base de datos de PVSYST muestra una



irradiación especialmente favorable para el sector considerado como caso de estudio. Esto se debe a que PVSYST es un programa ampliamente utilizado con fines comerciales y ofrece datos que respaldan la idoneidad de la instalación de un sistema fotovoltaico en esa área, por esta razón los resultados de irradiación no son los mas adecuados.

3.3. Calculo distancia entre luminarias

La correcta disposición de las luminarias en el contexto de los postes de alumbrado público, son elementos fundamentales en el sistema. Estos postes de 500Kgf albergarán componentes esenciales como paneles solares, reguladores de carga, inversores, baterías y las propias luminarias, tal como se ilustra en la Fig. 9.



Figura 9: Poste de alumbrado público [18]

Cada poste tiene una altura de 12 metros y la capacidad de alojar dos paneles de 400 W. Además, cuenta con una unidad de almacenamiento que incluye un inversor, un regulador de carga y baterías. La luminaria se posiciona a una distancia de 1.5 metros desde el poste.



Figura 10: Disposición de luminarias en la vía E487 georreferenciada

Para determinar la separación óptima entre las luminarias, tomamos como caso de estudio la vía E487. En este escenario, aplicamos un factor de mantenimiento

de 0.65, que corresponde a condiciones de luminaria abierta en un entorno con niveles de suciedad considerables debido al alto tráfico vehicular en la vía. A continuación, procedemos al cálculo de los parámetros relacionados con el factor de utilización.

$$K1 = \frac{W1}{H} = \frac{8}{10} = 0.8$$

$$K2 = \frac{W2}{H} = \frac{1}{10} = 0.1$$

$$K = K1 + K2 = 0.8 + 0.1 = 0.9$$

$$d = \frac{K \times fm \times \phi l}{W \times Em} = \frac{0.9 \times 0.65 \times 18200}{9 \times 35}$$

$$d = 33.8 \approx 39 \text{ m}$$

Se obtiene un valor de 39 m la cual es la separación entre postes, a continuación, con el valor obtenido se calcula la iluminación media en el momento en el que se pone en marcha la instalación.

$$Em = \frac{0.9 \times 1 \times 18200}{9 \times 39} = 46.6667 \text{ lx}$$

Para el cálculo del número de postes a lo largo de la vía se realiza lo siguiente.

$$N = \frac{64100 \text{ m}}{39 \text{ m}} + 1 = 1644.58 \approx 1645$$

Se realiza el cálculo para el número de postes que serán instalados en la vía por cada km [18].

$$N = \frac{1000 \text{ m}}{39 \text{ m}} + 1 = 26.64 \approx 27$$

Dentro del software DiaLux, se introducen los parámetros de distancia y el tipo de pavimento con el propósito de verificar si los resultados que se generan son adecuados para el tipo específico de vía en consideración.

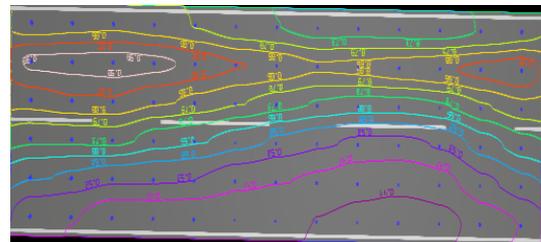


Figura 11: Iluminación de la carretera en el software DiaLux

La Tabla 7 presenta una comparativa entre los parámetros fotométricos de iluminación obtenidos mediante el software DiaLux y los valores nominales correspondientes al tipo de vía, que es M2 en el caso de la vía E487. En esta comparación, garantiza que todos los

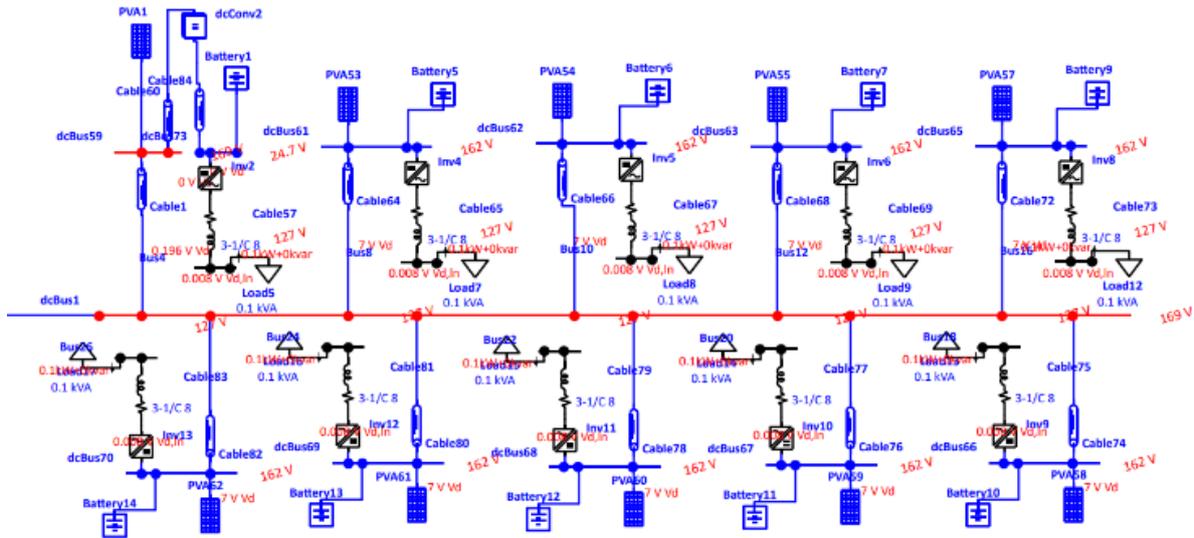


Figura 13: Arreglo por cada 10 postes

valores generados por el software superen los valores nominales, a excepción del Incremento Umbral, que debe ser menor para cumplir con las regulaciones específicas del tipo de vía en cuestión.

Tabla 7: Parámetros fotométricos obtenidos del software DiaLux

Parámetros	DiaLux	Nominal
Lm	1.68 cd/m ²	>1.50 cd/m ²
Uo	0.5	>0.4
Ui	0.76	>0.7
Tl	9%	<10%
R	0.62	>0.35

El panel solar posee especificaciones técnicas detalladas que se presentan en la Tabla 8. Estas especificaciones permiten determinar la cantidad de paneles necesarios en el sistema. Las especificaciones técnicas del panel solar diseñado para las estaciones de carga.

$$E_{postes} = (822 \times 90W \times 12h) + (1 \times 10W \times 24h) = 888 \text{ kWh/día}$$

$$E_{electrolinera} = (3 \times 7.3 \text{ kW} \times 20h) + 7.376 \text{ kWh} = 445.376 \text{ kWh/día}$$

$$E_{cargaTotal} = \frac{888 \text{ kWh}}{\text{día}} + \frac{445.376 \text{ kWh}}{\text{día}} = 1333.376 \text{ kWh/día}$$

Tabla 8: Especificaciones técnicas del panel solar para estaciones de carga[13]

Panel monocristalino de 400 W		
Potencia	405	Wp
V _{max}	176.87	V
V _{nom}	150	V
I _{max}	2.287	A
V _{oc}	216.8	V
I _{sc}	2.520	A
Eficiencia	17.86	%

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de realizar los cálculos necesarios, se efectúa la simulación utilizando el software Etap. En esta etapa inicial, se lleva a cabo la configuración de baterías, reguladores de carga e inversores específicos para cada poste, como se ilustra en la Fig. 13.

La Fig. 12 presenta la disposición diseñada para cada poste, con un enfoque en la iluminación y las comunicaciones. Un convertidor dc/dc se emplea para abordar la necesidad de adaptar el voltaje elevado del panel a los 48V requeridos para el inversor.

Cada panel en la figura representa un poste, y en el interior de cada panel se encuentra una configuración de 2 paneles en paralelo y 1 en serie. Estas configuraciones se conectan a un bus, tal como se ilustra en la Fig. 13.

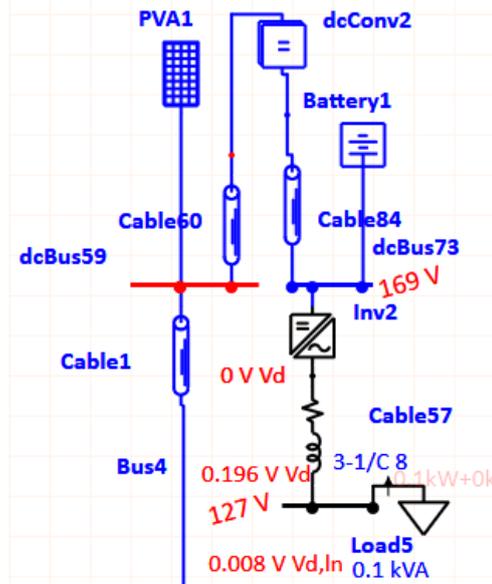


Figura 12: Arreglo por cada poste

La Fig. 12 exhibe un conjunto de 10 postes, cada uno con su propio sistema destinado a las comunicaciones y la iluminación.

Cualquier energía sobrante se redirige hacia las estaciones de carga, y el bus, visible en la misma figura, se encarga de recopilar esta energía excedente. Es importante tener en cuenta que, debido a las distancias involucradas, se producen caídas de voltaje. La Tabla 14 proporciona información detallada sobre la cantidad de energía que contribuye cada poste al bus y muestra las caídas de voltaje en este arreglo de 10 postes.

Tabla 9: Caídas de voltaje del arreglo de 10 postes

Distancia (m)	Voltaje (V)	Caída de voltaje(V)	Voltaje total(V)
39	160.8	1.93	158.90
78	160.8	3.87	156.96
117	160.8	5.80	155.03
156	160.8	7.74	153.09
195	160.8	9.67	151.16
234	160.8	11.61	149.22
273	160.8	13.54	147.29
312	160.8	15.47	145.36
351	160.8	17.41	143.42
390	160.8	19.34	141.49

La Tabla 9 presenta datos sobre las pérdidas de voltaje en los conductores, que varían según las distancias entre los postes. Los valores están expresados en voltios. El voltaje nominal es el voltaje que proviene del panel solar y, a medida que pasa a través de los conductores, experimenta una pérdida de voltaje acumulativa. Notablemente, la pérdida de voltaje en el último poste es de 19.34 V. Por lo tanto, se decide realizar una nueva configuración de conexiones. En lugar de la configuración original, que era en paralelo, se conectan los 10 postes en serie, lo que aumenta el voltaje total. Esta nueva configuración es necesaria debido a las mayores distancias involucradas y permite alcanzar las estaciones de carga.

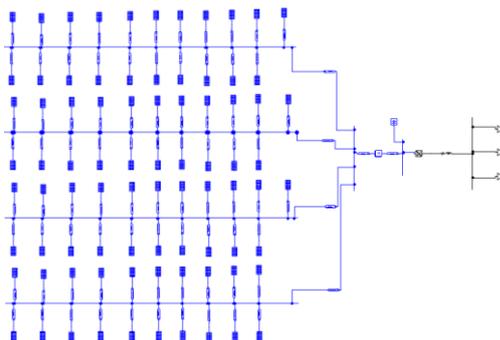


Figura 14: Sistema fotovoltaico multipropósito

La Fig. 14 ilustra el sistema total diseñado para cubrir la mitad de la vía E485, y este sistema se replica para abarcar la totalidad de la vía.

4.1. Resumen Final

El sistema multipropósito que se extiende a lo largo de la carretera para alimentar dos estaciones de carga se desplegará en un área de paneles solar de 13,160 m², equivalente a aproximadamente una hectárea y media de terreno, esto debido a la autonomía de los vehículos eléctricos. A continuación, se proporciona la Tabla 10, que detalla las especificaciones técnicas del sistema de energía solar aislado.

Tabla 10: Características del sistema aislado fotovoltaico [2]

Descripción	Valor	Unidades
Potencia Nominal	666225	W
Potencia instalada	158295.875	W
Área de paneles	13160	m ²
Energía producida diaria	1608822.96	Wh
Energía producida anual	587220380	Wh
Módulos instalados	1645	u

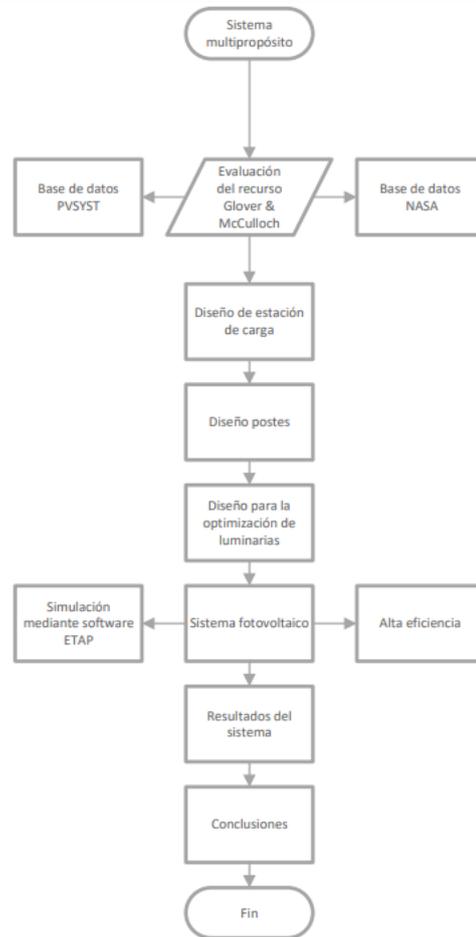


Figura 15: Flujograma del proceso para diseño del sistema multipropósito

Debido a las pérdidas de potencia en los conductores, es necesario aumentar el número de paneles para satisfacer la demanda. Las pérdidas de potencia no permiten alcanzar la potencia necesaria con la cantidad inicial de paneles, por lo que se requiere una mayor



cantidad para cumplir con la demanda de manera efectiva.

Es importante destacar que el sistema se replica en la otra mitad de la vía para abastecer dos estaciones de carga a lo largo de la carretera. Cada conjunto de postes incorpora un convertidor dc/dc debido al alto voltaje de los paneles, lo que hace esencial el uso de convertidores para adecuar el voltaje a las necesidades del sistema.

5. CONCLUSIONES

La implementación de sistemas fotovoltaicos en infraestructuras viales, como estaciones de carga y alumbrado público, es una estrategia eficaz para promover la movilidad sostenible y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Estos sistemas aprovechan la energía solar para alimentar tanto la iluminación como la carga de vehículos eléctricos, lo que contribuye significativamente a la reducción de emisiones de carbono y la optimización de la eficiencia energética.

La planificación y el diseño de estos sistemas son fundamentales para garantizar su eficacia. Consideraciones como la ubicación de los postes, la selección de la clase de iluminación y los cálculos técnicos de distancias y pérdidas de energía son esenciales para lograr un funcionamiento óptimo y rentable de las infraestructuras viales que incorporan energía solar.

La implementación de sistemas fotovoltaicos a lo largo de carreteras ofrece una solución eficiente a la inserción a futuro de vehículos eléctricos en el país, evitando cargas en el sistema nacional interconectado y brindando mayor confiabilidad al uso de vehículos eléctricos. Al utilizar estos sistemas, se puede aprovechar el espacio sin necesidad de ocupar terrenos adicionales, lo que representa una ventaja significativa. A pesar de las pérdidas por distancias y las condiciones de irradiación, estos sistemas contribuyen a una mejor utilización de áreas existentes, lo que es fundamental para la generación sostenible de energía.

La eficiencia de los sistemas fotovoltaicos se beneficia enormemente del uso de concentradores solares fotovoltaicos en comparación con los paneles convencionales. Mientras que los paneles tradicionales tienen una eficiencia típica del 17%, los concentradores solares logran una eficiencia del 170%, es decir, alrededor de diez veces mayor. Esta mejora en la eficiencia representa un avance significativo en la generación de energía solar, lo que contribuye a un rendimiento óptimo y sostenible de los sistemas fotovoltaicos en diversas aplicaciones.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. G. V. Sánchez, Análisis y Estimación de la Demanda Eléctrica con la Implementación de

Vehículos Eléctricos conectados a una Red de Distribución en Cuenca y El Ecuador. 2017.

- [2] A. Catalina and A. Fajardo, "Diseño, simulación y análisis, de sistema solar FV para suministro eléctrico en zonas rurales Design, simulation and analysis of PV solar system for electricity," vol. 11, no. 1, pp. 92–99, 2014.
- [3] D. Adriana and A. Lozano, "Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador," 2017.
- [4] Z. Gao, Y. Tian, J. Chen, and H. Chen, "A GIS-Based Study of Monthly Average Global Solar Radiation," pp. 2–5, 2016.
- [5] A. N. Eddine and I. H. Chehade, "Estimation model for global solar radiation in Lebanon.," pp. 2–6, 2016.
- [6] K. Namrata, S. P. Sharma, and S. B. L. Saksena, "Comparison of Different Models for Estimation of Global Solar Radiation in Jharkhand (India) Region," vol. 2013, no. July, pp. 348–352, 2013.
- [7] J. Osorio, "Design and Implementation of a Solar Tracking Prototype for optimize a PV system.," no. 44, pp. 245–250, 2010.
- [8] C. Cuji and H. D. Sisa, "Evaluación del consumo de energía eléctrica de acuerdo a la arquitectura bioclimático mediante el Modelo ASHRAE y Gauss T-Student Evaluation of electricity consumption according to the bioclimatic architecture using the ASHRAE Model and Gauss T-Student," vol. 17, no. 1, 2021.
- [9] R. Espinoza and M. Horn, "Manual de diseño de sistemas fotovoltaicos aislados," 2018.
- [10] I. Romano, "Estudio de alternativas en el reciclaje de baterías de plomo fuera de uso 1," pp. 1–102, 2015.
- [11] L. Jaime, H. Fonseca, and D. Universidad, "Cells, Batteries And Lithium-Ion Batteries for an Alternative??" pp. 41–48, 2011.
- [12] J. Sebastián and H. Mora, "Desarrollo de un regulador de carga para sistemas fotovoltaicos aplicando instrumentación virtual," pp. 13–18, 2018.
- [13] E. P. Quispe, "Sistemas fotovoltaicos," 2017.
- [14] O. Muñoz, "Optimización de la eficiencia de sistemas fotovoltaicos a través de recolección solar, basada en lentes de Fresnel," vol. 1, no. 9, pp. 66–75, 2009, doi: 10.23881/idupbo.009.1-5i.
- [15] E. Mediavilla and C. Cuji, "Fuzzy Controller for Energy Management in a Transition Process from Thermal Generation Plant to Renewables Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De

Generación Térmica A Renovables,” no. 18, pp. 61–73, 2022.

- [16] D. P. Cristian Cuji, “Estimación Del Tiempo De Recuperación De Energía Aplicado En Producción De Hidrogeno Con Fines De Generación Eléctrica,” <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/492>.
- [17] A. S. Dresel, “Sistema de concentración solar Fresnel para aplicaciones solares a escala comunitaria,” 2017.
- [18] T. F. Del, R. Por, and T. Por, “Instalación de alumbrado público mediante energía solar fotovoltaica,” 2020.
- [19] M. H. Sheu, L. H. Chang, S. C. Hsia, and C. Sun, “Intelligent System Design for Variable Color Temperature LED Street Light,” pp. 7–8, 2016.
- [20] J. Córdor and A. Águila, “Selección y dimensionamiento óptimo de los sistemas de alumbrado público basado en múltiples criterios”.
- [21] N. A. Bejarano, “Diseño de un sistema de generación eléctrica solar para la iluminación externa del modular de la escuela de ingeniería en ecoturismo,” 2011.
- [22] J. L. Carbo and S. O. Mendoza, “Diseño de construcción y análisis de emplazamiento de electrolinerías en Guayaquil y Samborondón,” 2017.
- [23] L. A. Cuasapaz, “Cálculo del sistema de electrificación solar para cubrir la demanda de iluminación en un barco turístico en el archipiélago de Galápagos,” 2004.
- [24] A. Shukla, A. D. Pai, A. Skific, and S. Paulo, “Angstrom-Prescott modelbased Regression Coefficient Calculation for the Region of,” vol. 9, no. 04, pp. 335–339, 2020.
- [25] P. Panimboza and E. Ormeño, “Modelado y análisis de la planta fotovoltaica de salinas ubicada en la provincia de Imbabura,” 2020.
- [26] G. FLORES and E. GARCÍA, “Factibilidad del sistema de alumbrado público empleando luminarias led y alimentación solar fotovoltaica,” 2016.
- [27] S. Salamanca, “Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá,” vol. 30, no. 30, pp. 263–277, 2017.



Jonathan Gabriel Villarreal Berrones.- (Y'1997 – M'07). Realizo sus estudios en el colegio “Central Técnico” se graduó de bachiller técnico en la especialidad de Electricidad. Egresado de la carrera de Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana,

su trabajo se basa en la propuesta de un despliegue óptimo de un sistema aislado de alta eficiencia y su evaluación en aplicaciones multipropósito para carga de vehículos eléctricos e iluminación en zonas rurales.



Cristian Cristobal Cuji Cuji.- (Y'1983 – M'03). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Máster en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España 2015. Actualmente es profesor e

investigador en la Universidad Politécnica Salesiana – Quito Ecuador.

Droop control strategy for an isolated micro grid with distributed generation coupled to improve voltage stability

Estrategia de control robusto descentralizado para una micro-red aislada con generación distribuida acoplada para mejorar la estabilidad de voltaje

S.Gualotuña¹
 0009-0002-9101-2228
W. Pavón¹
 0000-0002-9319-8815

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: sandrag1008@gmail.com, wpavon@ups.edu.ec

Abstract

The paper presents a novel control strategy for islanded Microgrids, based on hierarchical control and modified droop control. The robust control strategy presented allows stability voltage improvement and its transient behavior. Which subscribes to verify the performance of the proposed strategy compared with a conventional PI controller. The implementation of renewable energy sources such as photovoltaics, which introduces variability in generation due to fluctuating factors such as radiation. Due to technological advances demand a huge amount of electricity, therefore Renewable Energy Resources (RES) must be near the electrical demand is huge, in addition they are implemented in rural places, where electric utility is not able to provide the service. However, the implementation of these new systems implies facing new challenges for the correct operation of Microgrid connected or islanded from the conventional system.

Resumen

El constante avance de la tecnología requiere una gran cantidad de energía, por ello se ha propuesto la inclusión de fuentes de energía renovable (RES) cerca de los centros de carga. La implementación de fuentes de energía renovable como la energía fotovoltaica, que introduce variabilidad en la generación debido a factores fluctuantes como la radiación. Estas RES son implementadas también en sectores donde el sistema eléctrico convencional no es capaz de llegar, de esta manera se garantiza el abastecimiento de energía eléctrica a toda la población. El paper presenta una novedosa estrategia de control de Micro-redes aisladas, basado en el control jerárquico y control droop modificado. Esta estrategia robusta permite mejorar la estabilidad de voltaje y su comportamiento transitorio. Se implementa una Micro-red de referencia con dos fuentes fotovoltaicas con valores nominales. Lo que permite verificar el desempeño de la estrategia propuesta comparando con un controlador PI convencional. Sin embargo, la implementación de estos nuevos sistemas implica retos de control para que su funcionamiento sea correcto, indiferente que la Micro-red funcione de forma conectada o aislada a la red convencional.

Index terms— Microgrid, Distributed, Generation, Hierarchical control, robust.

Palabras clave— multinivel, control, compensación, armónicos, THD, D- STATCOM, MLI, IEEE 13 de Distribución.

Recibido: 31-10-2023. Aprobado tras revisión: 13-12-2023

Forma sugerida de citación: Gualotuña, S.; Pavón, W. (2024). “Estrategia de control robusto descentralizado para una micro-red aislada con generación distribuida acoplada para mejorar la estabilidad de voltaje”. Revista Técnica “energía”. No. 20, Issue II, Pp. 58-71

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.604>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático, el crecimiento poblacional y el avance tecnológico han permitido la introducción de energías renovables (RES) en los sistemas eléctricos convencionales. Esto ha contribuido al crecimiento de la cobertura del servicio eléctrico en varios puntos remotos y en los diferentes centros de carga en los cuales no es viable ampliar la estructura de las subestaciones. Sin embargo, la introducción de estas energías también plantea desafíos en la operación, planificación y el control de la red eléctrica [1], [2].

Uno de los principales desafíos que se presentan en la utilización de energías renovables es la variabilidad del clima, lo que introduce cierta incertidumbre al sistema debido a que los pronósticos meteorológicos no son completamente precisos y pueden cambiar rápidamente en un determinado momento [3].

La introducción de las energías renovables ha dado lugar a la creación de Micro-redes (MR), que son sistemas más pequeños que incluyen recursos energéticos distribuidos (DER), cargas y sistemas de almacenamiento. Estas Micro-redes pueden operar conectadas o aisladas de la red principal de forma independiente [4].

Para mitigar los efectos negativos de la integración de las energías renovables en los sistemas convencionales, se pueden utilizar estrategias de control en los diferentes dispositivos para acoplarlos de manera más eficiente a la red [5].

La arquitectura de control de una MR puede dividirse en centralizado y distribuido, de acuerdo con la presencia o no de una red de comunicación.

En el modo de operación aislado, la MR debe proporcionar energía al consumidor final con los mismos parámetros de calidad que la red [6]–[8]. También puede operar de manera conjunta con la red principal, intercambiando energía de forma unidireccional o bidireccional mediante un convertidor AC/DC [6]–[10]. Este convertidor bidireccional de enlace, “bidirectional AC/DC interlinking converter” es un dispositivo que se puede utilizar en el control jerárquico de las Micro-redes [9].

La fuente de voltaje máximo se adopta como el método de control de caída para gestionar las operaciones en paralelo de las Generaciones distribuidas (GD) despachadas para lograr un intercambio de energía sin comunicación.

Refiriéndose a la generación distribuida se debe tomar en cuenta que estas redes pueden generar incertidumbre e inyectar armónicos, las cuales afectan al balance y la eficiencia de la red eléctrica, debido a que se generarán pérdidas lo que reduciría la calidad de energía.

En la Fig. 1, se observan diferentes tipos de cargas (comerciales, residenciales, industriales) las cuales al principio solían operar únicamente con una generación centralizada, en este caso las hidroeléctricas.

Posteriormente se añadieron generaciones distribuidas convencionales y no convencionales como paneles fotovoltaicos, generadores de diésel. Estos generadores mejoran el abastecimiento de energía eléctrica en los centros urbanos, donde normalmente se presenta el mayor consumo de energía. El éxito de las MR radica en un sistema de control capaz de alcanzar los voltajes y potencias requeridas.

Las MR al estar cerca de los centros de carga reducen costos por transmisión y reducen totalmente las pérdidas por transporte de energía [11]. En las MR debido a la diversidad que tienen en generaciones, cargas y sistemas de almacenamiento se puede tener corriente AC Y DC. Entre los elementos que incluyen las MR se encuentran las celdas fotovoltaicas, celdas de combustible y sistemas de almacenamiento que proveen potencia DC. Por otro lado, las microturbinas y algunos tipos de generación eólica producen potencia AC, de 50 Hz o 60 Hz, lo cual depende netamente de la región en la que se está operando [3], [12]–[14].

Haciendo una comparación entre las MR con las tecnologías convencionales, como, por ejemplo, las redes de energía centralizadas. La MR provee mayor confiabilidad, eficiencia y permite contrarrestar problemas medioambientales [1], [16] Además, que el cliente tiene la posibilidad de interactuar activamente en algunas etapas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La desventaja de una MR es el grado de complejidad del diseño y control, ya que para mejorar la confiabilidad de la MR se deben implementar diferentes técnicas de control.

No obstante, el control de MR exige una red de comunicación con un ancho de banda muy alto para la correcta transferencia de datos [17].

Cuando se produce una falla, el punto de conexión común (PCC, por sus siglas en inglés) permite la interrupción del flujo de energía, entre la MR y la red convencional [9]. El sistema debe ser capaz de retornar a su operación normal en el menor tiempo posible. En este punto es donde las estrategias de control juegan un papel crucial para el funcionamiento exitoso de las MR.

La estrategia de control debe considerar las características de la MR y los objetivos planteados para ella. En este sentido, debe tomar en cuenta sus características inherentes, donde se debe analizar la mejor estrategia de control que se ajusta a las necesidades de control del sistema. Control de voltaje, frecuencia, potencia, fallas, sincronización de frecuencia, control de la forma de onda del transitorio de voltaje y corriente, entre otros [9].

El control de potencia se lo realiza de manera secundaria, para ello se requiere de un control jerárquico. El control de frecuencia afectará la potencia activa y el control de voltaje afectará la potencia reactiva [10].

Entre los dispositivos empleados para el control jerárquico de la MR, se espera que el inversor ayude con el soporte de voltaje AC/DC al cambiar el modo de operación de despacho de potencia a regulación de voltaje cuando la fuente de voltaje principal en cualquiera de los nodos falla abruptamente [5], [18], [19]

Existen diversas técnicas de control utilizadas para mejorar la operación de las MR. Algunas de estas técnicas son la impedancia virtual, el control droop, el inductor eléctrico (ES), el control de tolerancia de fallos, entre otras. Estas técnicas han demostrado resultados satisfactorios en cuanto a la relación establecida en la comparación de la potencia y la estabilidad del voltaje [20]–[22]. El esquema de control basado en el control de caída estático en una MR permite el intercambio de potencia y la regulación.

El control droop es una técnica que permite controlar de manera ideal las MR aisladas, ya que no requiere una red de comunicación, lo que mejora la confiabilidad y reduce la complejidad del sistema [20]–[22].

Las MR son de gran interés en la investigación de redes, en [22] se efectúa el diseño de sistemas de control, controladores PI, empleando diagramas de bode, en donde se pretende verificar la respuesta de frecuencia, y aumentar la robustez del sistema.

El objetivo del control robusto según [23]–[25] es extraer las características de incertidumbre del modelo y aplicar esa información al diseño del sistema de control.

En [26] el control robusto convencional modifica para asegurar una compartición de carga proporcional. Esta estrategia resalta la robustez del sistema frente a errores numéricos, perturbaciones, ruidos e impedancias de alimentadores, teniendo en cuenta únicamente errores en la medición de voltaje.

El control deslizante (SMC, por sus siglas en inglés) y el modelo de referencia en lazo cerrado las cuales aumentan la estabilidad, robustez y rendimiento por medio de su estrategia [27].

En [28] se analiza la estabilidad de una Micro-red híbrida, y se propone un control dinámico de ganancia de caída para manejar los cambios de las RES y mantener la estabilidad de la MR.

El uso de sistemas de almacenamiento tiene como objetivo mejorar la estabilidad, calidad de potencia, confiabilidad en toda la MR.

En [18] se propone una estrategia de control jerárquico para la operación de la MR. Esta estrategia se

desarrolla en los niveles: interno, primario y secundario, con el fin de regular la salida de voltaje del inversor, compensar la desviación del voltaje y garantizar el funcionamiento de la red en todos los modos.

El autor de [11] menciona que para el análisis de MR se ha implementado el consorcio [9] de tecnología de electricidad confiable, además de modelos establecidos como los de CIGRE o IEEE.

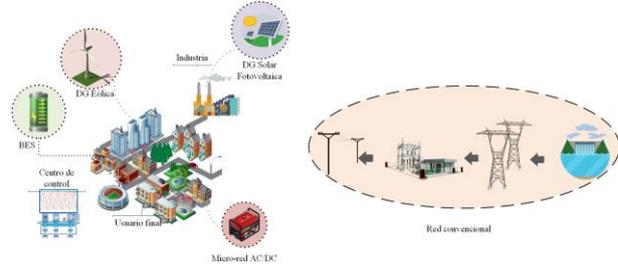


Figura 1: Ejemplo de una Micro-red AC/DC junto con la red convencional

2. METODOLOGÍA

El escenario de esta investigación se basa en el modelamiento de una red DC/AC que consta de dos fuentes de generación distribuida fotovoltaica operando de manera aislada a la red principal.

La MR propuesta está compuesta por dos fuentes PV, que están formado por un arreglo de celdas, inversores DC-DC y DC/AC. El modelo propuesto es adaptado de una MR en [18], pero se adapta a las modificaciones del sistema, incluyendo mayores cargas para explorar y analizar diferentes casos de estudio.

En la Fig. 2 se puede observar dos fuentes de generación distribuida independientes conectadas al mismo punto PCC, donde la micro fuente será representada como una fuente DC conectada a un convertidor de voltaje, Además de dos diferentes cargas trifásicas conectadas al sistema. Gracias al PCC el sistema podría trabajar de manera aislada o conectada a la red, donde la potencia activa y reactiva se expresa como en las ecuaciones 4 y 5.

El control de fuentes de energía renovable realizado a través de electrónica de potencia implica el uso de dispositivos electrónicos para gestionar y optimizar la generación de energía. Al implementar energía solar fotovoltaica se necesita el empleo de los inversores fotovoltaicos que convierten la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) a través de elementos electrónicos y configuraciones que permiten la regulación de la tensión y frecuencia de salida, de igual manera con la implementación de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) [30]. El control electrónico implica el uso de microcontroladores, sensores, algoritmos de control y comunicación para garantizar un funcionamiento eficiente, seguro y confiable de las instalaciones de energía renovable. La electrónica de potencia desempeña un papel clave en la conversión y control de

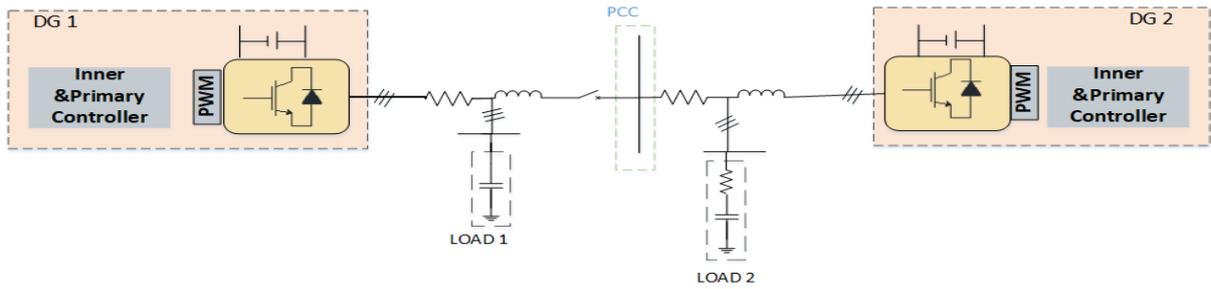


Figura 2: Micro-red AC-DC propuesta

la energía en estas aplicaciones. Se muestra un sistema trifásico con cargas trifásicas. El sistema presentado es balanceado.

El control de la micro red se realiza con un esquema jerárquico que tiene múltiples lazos de control que se distribuyen en diferentes niveles de control [10]:

1. Nivel 0 control interno: este nivel controla y regula la salida de voltaje y corriente de los inversores de voltaje (VSI).
2. Nivel 1. Control primario: control local que proporciona potencia compartida entre las GD y mitiga la corriente circulante que aparece cuando las VSI operan en paralelo.
3. Nivel 2. Control secundario: cuando la potencia compartida alcanza el control primario la frecuencia y la amplitud del voltaje debería desviarse de los valores nominales. El control secundario es necesario para restaurar el voltaje de la micro-red.
4. Nivel 3 control terciario: es el último y más lento control, responsable de programar la potencia de cada GD. Un objetivo de este control es la operación óptima durante el modo aislado y un óptimo flujo de potencia al estar conectado a la red.

A continuación, se explica la capacidad de mantener precisa la compartición proporcional de carga y por lo tanto la robustez con respecto a parámetros de desviaciones, desajustes de componentes y perturbaciones.

$$n_i P_i = K_e (E^* - V_0) \quad (1)$$

De la ecuación 1 el lado izquierdo es el mismo para todos los inversores que operan en paralelo.

$$n_i P_i = \text{constant} \quad (2)$$

Lo que garantiza una precisa compartición de potencia real sin tener el mismo E_i . Además, neutraliza los errores computacionales y perturbaciones al no depender de las impedancias de salida del inversor.

En la Fig. 3 se muestra el diagrama de bloques de la estrategia de droop control modificada a robusta, en la tabla 1 se detallan las variables involucradas en este diagrama de bloques.

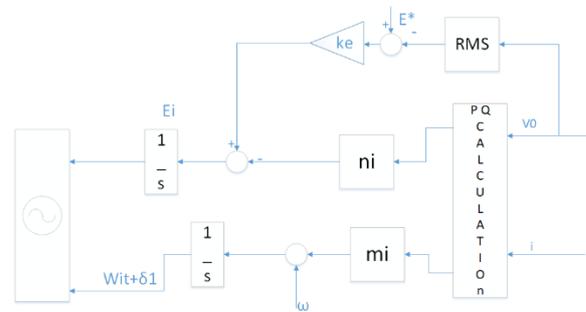


Figura 3: Controlador "droop" robusto [10]

Tabla 1: Variables controlador "droop" robusto

Nombre	Interpretación
DG1	Observaciones de variables a procesar
DG2	Número de componentes a elegir
f	Frecuencia
Tss	Tiempo de muestreo
Cfmax	Coefficientes de los componentes principales
Lf	Parámetro inductivo sistema
RLf	Resistencia del inductor
{VDC1, VDC2, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}	Valores registrados de la simulación

Algoritmo 1: Algoritmo de solución

- Paso 1:** **Entradas:** Grid parameters, invertir parameters, DG1, DG2, f, Tss, Cfmax, Lf RLf
- Paso 2:** **Salidas:** {V_DC1, VDC1, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}
- Paso 3: Inicialización:**
Datos_GD's
- Paso 4: Verificación del estado inicial del sistema**
Corrientes, voltajes, potencias.
- Paso 5: Definición de la función de transferencia**
Kpi, kri
- Paso 6: Lazo de control primario**
Ke, nd
- Paso 7: Lazo de control secundario**
Kp, ki
- Paso 8: Análisis de resultados del sistema.**
V, P, I, t.
- Paso 9: Medición del voltaje y potencia con variación carga.**
Variación de carga
L1+15%
L2+25%
- Paso 10: Resultado:** V, I, P, Q, Vrms
- Paso 11: Lectura de datos:** Simulink- Matlab.
- Paso 12: Fin.**

Para el diseño del controlador se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

1) *Identificación del sistema*

Antes de implementar los diferentes lazos de control previstos para este sistema, es primordial tener un conocimiento detallado del estado inicial y las áreas que requieren mejoras. conocer su estado inicial y las deficiencias a mejorar.

En la tabla 2 se presentan los valores eléctricos de la MR propuesta, los cuales se utilizarán para validar la estrategia de control.

El sistema presentado opera a una frecuencia de 50 Hz ya que la mayoría de las aplicaciones de MR se encuentran en países europeos, rigiéndonos al benchmark se optó por tomar este valor normalizado en el extranjero. Sin embargo, se podría variar los valores del sistema ponerlo a operar al nivel de voltaje estandarizado en el país.

Tabla 2: Parámetros eléctricos del sistema

Parámetro	Sym	Valor	Unidad
Frecuencia nominal	W	$2\pi.50$	Rad/s
Voltaje de la red	E	311	V
Inductancia de salida	L0	1.8	mH
Filtro inductivo	Lt	1.8	mH
Filtro capacitivo	Cl	25	μ F
Carga	RL	200/400	Ω
Voltaje DC	Vdc	650	V

El voltaje pico de la red es 311 V por lo que su voltaje eficaz es 220 V.

En las tablas 3 y 4 se aprecia las características de las DG implementadas para la operación del sistema.

Tabla 3: Parámetros eléctricos de la DG1

Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje del panel	650	V
Corriente del panel	7.84	A
Corriente del diodo	2.96	A
Potencia máxima PV	213.15	W
Temperatura	25	$^{\circ}$ C
Irradiancia	1000	W/m ²

Tabla 4: Parámetros eléctricos de la DG2

Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje del panel	650	V
Corriente del panel	7.84	A
Corriente del diodo	2.96	A
Potencia máxima PV	213.15	W
Temperatura	25	$^{\circ}$ C
Irradiancia	1000	W/m ²

Los valores de la temperatura e irradiancia se establecieron utilizando la base de datos del modelo del modelo de asesoramiento del sistema NREL de Simulink "NREL System Advisory Model" que incluye hojas de datos medidas bajo condiciones estándares, STC, por sus iniciales en inglés.



El control primario implementado en este documento se basa en una versión modificada de la estrategia de control “universal control droop”.

Algoritmo 1: Algoritmo de Droop control robusto

Paso 1: **Entradas:** [Tss, Irradiance, Temperature, f, U, E^* , E^*]

Paso 2: **Salidas:** {VDC1, VDC2, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}

Paso 3: **Inicialización:**

Datos_GD's

Paso 4: **Medición de datos del sistema**

VDC, I1, I2, I ref

Paso 5: **Medición de corrientes del sistema**

I1, I2, I ref

Paso 6: **Cálculo de Potencias del inversor**

P

$$P_n = \frac{UU_n}{X_n} \delta_n$$

Q

$$Q_n = \frac{UU_n - U^2}{X_n}$$

Paso 7: **Sintonización de los convertidores del sistema**
kp, ki,

$$k_p = \frac{n_1 d_1 - n_0 d_2}{d_1^2}$$

$$k_i = \frac{n_0}{d_1}$$

Comparación de voltaje

Paso 8: Si $V < 1$ p.u

Inyección de potencia a convertidores de tensión.

Sino

Continuar

Fin Si

Paso 9: **Estabilidad de voltaje del sistema**

Paso 10: **Retornar:**

Variación de carga

L1+15%

L2+25%

Este principio se puede implementar en el VSI al aplicar el método “P/Q Droop”.

$$w = w^* - G_P(s). (P - P^*) \quad (3)$$

$$E = E^* - G_Q(s). (Q - Q^*) \quad (4)$$

Donde las variables w^* y E^* son las referencias de frecuencia y amplitud y w .

Las salidas de voltaje son representadas con la letra E. P^* y Q^* son las referencias y P y Q representan la potencia activa y reactiva respectivamente; y $G_P(s)$ y $G_Q(s)$ como sus funciones de transferencia.

El voltaje de salida del inversor puede ser regulado al controlar su potencia reactiva de salida y su frecuencia puede ser regulada al controlar su potencia activa [24]. Comprobándolo en las ecuaciones

$$P_n = \frac{UU_n}{X_n} \delta_n \quad (5)$$

$$Q_n = \frac{UU_n - U^2}{X_n} \quad (6)$$

Donde U es la integración del voltaje, U_n la salida del voltaje del inversor, X_n es la impedancia de salida del inversor y δ_n el ángulo entre los voltajes.

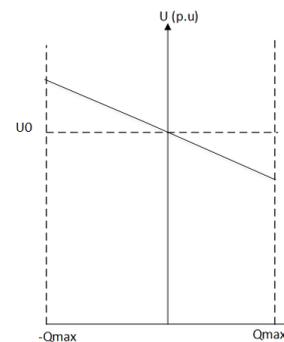


Figura 4: Características Droop control [44]

La transformada de Clarke se emplea para transformar la referencia en Alpha y beta para tener dos sistemas independientes de una sola fase. Los controladores de resonancia, PR, son aplicados para obtener una mejor regulación de voltaje con menos armónicos [18].



$$G_v(s) = k_{pv} + \frac{k_{rv}s}{s^2 + w_c s + \omega_0^2} + \sum_{h=3,5,7} \frac{k_{hv}s}{s^2 + h\omega_c s + (h\omega_0)^2} \quad (7)$$

$$G_i(s) = k_{pi} + \frac{k_{ri}s}{s^2 + w_c s + \omega_0^2} + \sum_{h=3,5,7} \frac{k_{hi}s}{s^2 + h\omega_c s + (h\omega_0)^2} \quad (8)$$

En las ecuaciones anteriores k_{pv} y k_{pi} son ganancias proporcionales, k_{rv} y k_{ri} son las ganancias en la frecuencia fundamental, k_{hv} y k_{hi} son las ganancias resonantes en el armónico h, w_c es el ancho de banda resonante usado para evadir los problemas de inestabilidad asociados con la ganancia infinita, ω_0 es la frecuencia fundamental [18].

Los valores obtenidos de las ecuaciones 7 y 8 son mostrados en la tabla 5.

La DG2 busca mejorar el comportamiento de esa parte del sistema a través un controlador PI, acción proporcional integral, que es definida mediante:

$$u(t) = k_p e(t) + \frac{k_p}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (9)$$

Donde T_i es el tiempo integral, responsable de la acción integral.

$$C_{PI}(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (10)$$

Un controlador de la forma

$$C(s) = \frac{n_2 s^2 + n_1 s + n_0 d_2}{d_2 s^2 + d_1 s} \quad (11)$$

Donde los valores de las ganancias

$$k_p = \frac{n_1 d_1 - n_0 d_2}{d_1^2} \quad (12)$$

$$k_i = \frac{n_0}{d_1} \quad (13)$$

En la tabla 5 se puede observar los valores obtenidos para el control proporcional integral para el lazo de voltaje.

2) Parámetros de los inversores

El diseño de este estudio está basado en el control clásico, el sistema es implementado en Matlab Simulink. En la DG 1 se utilizó la técnica de control droop modificado robusto y en la DG 2 un controlador PI convencional.

Tabla 5: Parámetros del control interno

Control del inversor	
	kp
Gi	0.2131
Gv	0.027

Tabla 6: Parámetros del control primario

Parámetros del inversor					
	ke	n	M	nd	Md
VSI1	7	0.2178	0.2178	0.003	2

Tabla 7: Parámetros Control secundario

PI	Lazo de voltaje
Kp	1.8151
ki	4.2968

3. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se plantea en una MR AC/DC, en estado aislado, la cual se alimenta por dos buses de sistemas fotovoltaicos que se conectan a un mismo punto PCC, cada DG alimenta 2 y 1 cargas respectivamente.

Los valores asignados a los parámetros de los distintos elementos que constituyen el sistema de pruebas se proporciona en el artículo de [2], el mismo que ha sido aplicado en varias investigaciones con diferentes objetivos de estudio.

Se plantea tres escenarios de operación de la MR, el primero contempla el funcionamiento original del sistema, con las dos GD acopladas; y el segundo escenario realiza variaciones en las cargas del sistema además de aumentar las cargas del sistema es un 15 y 25% respectivamente y en el tercero y último la introducción de una perturbación para verificar la robustez del controlador.

Para comenzar se realiza la identificación de la planta para posteriormente realizar un control primario y posteriormente continuar con el control secundario.

El índice de estabilidad de voltaje está el tiempo de más medidas de sincronización desde el área de monitoreo [29].



$$VSI = \min\left(\frac{P_{margin}}{P_{max}}, \frac{Q_{margin}}{Q_{max}}, \frac{S_{margin}}{S_{margin}}\right) \quad (14)$$

$$P_{margin} = P_{max} - P \quad (15)$$

$$Q = Q_{max} - Q \quad (16)$$

$$S_{margin} = S_{max} - S \quad (17)$$

$$P_{max} = \frac{QR}{X} - \frac{v_s^2 R}{2x^2} + \frac{|Z_{th}|V_s \sqrt{V_s^2 - 4QR}}{2x^2} \quad (18)$$

$$Q_{max} = \frac{PX}{R} - \frac{v_s^2 X}{4R^2} + \frac{|Z_{th}|V_s \sqrt{V_s^2 - 4PR}}{2R^2} \quad (19)$$

$$S_{max} = \frac{v_s^2 [|Z_{th}| - (\sin \sin(\theta) + \cos \cos(\theta) R)]}{2(\cos(\theta)X - \sin(\theta)R)^2} \quad (20)$$

Si el valor del índice es 1, el sistema se muestra estable y si el valor es 0 el voltaje se encuentra inestable.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la sección anterior se presentó el modelo a ser estudiado y la metodología para resolver el problema propuesto.

Para la resolución de este problema se plantearon tres escenarios.

El primero, o el estado inicial del sistema, donde está operando en condicionales normales, aislado de la red, con las dos DG acopladas sin las cargas conectadas. El segundo escenario con la inclusión de las cargas con el porcentaje de carga aumentado. En el tercer escenario se introduce una perturbación al sistema para verificar el funcionamiento del control droop robusto y el control PI.

Escenario 1

En este escenario se dará a conocer el estado inicial del sistema cabe resaltar que las DG operando simultáneamente, ya que al no contar con la referencia de la red principal se encuentran en una continua búsqueda del alcance entre la generación y demanda.

El control primario consta de tomar medidas locales, en el sistema propuesto se realizó un control primario donde se desarrolló un control de voltaje y corriente, control de potencia. En las fuentes se realizó el diseño y la implementación de un droop control robusto. Para finalmente comparar su desempeño con el control PI.

A continuación, se observa el estado inicial de cada una de las fuentes del sistema en operación.

En la Fig. 5 se puede apreciar la salida del inversor de la DG1 y la señal de salida DC de la generación solar fotovoltaica 1, como se puede observar el voltaje pico de la salida del inversor es de aproximadamente 311 voltios y alcanza la estabilidad a los 0.15 segundos. Mientras que el VDC o DC link es de aproximadamente 650, los valores fueron basados en valores nominales.

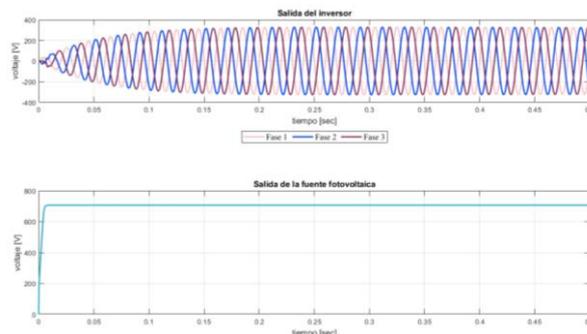


Figura 5: Fuente 1 escenario uno

En la Fig. 6 se puede apreciar la salida del inversor de la DG 2 y la señal de salida DC de la generación solar fotovoltaica 2. Al inicio de la simulación se aprecia que el comportamiento de la señal poco a poco toma la forma sinusoidal. Se puede observar que el tiempo de estabilización es los 0.1 segundos y de igual manera el voltaje DC es el establecido en los parámetros del sistema.

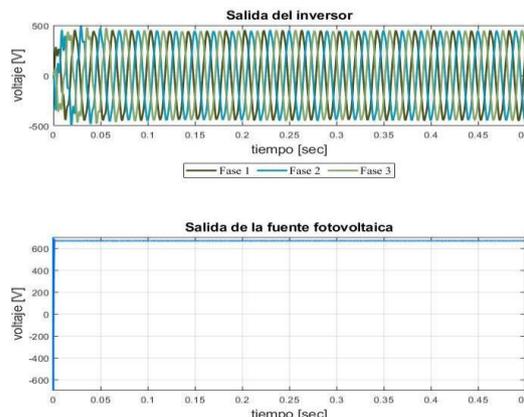


Figura 6: Fuente 2 escenario inicial

En la Fig. 7 se puede observar el comportamiento de la potencia de las dos generaciones distribuidas en un lapso de un segundo. El control presentado se puede apreciar que llegan a un valor constante y permanecen alrededor de los 1500 VA. El tiempo de levantamiento de la señal de potencia es del 0.1 segundo y el tiempo de asentamiento de la potencia es de 0.2 segundos.

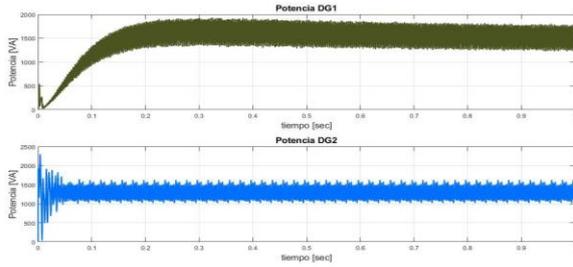


Figura 7: Potencias generaciones distribuidas

En la Fig. 8 se puede apreciar los voltajes p.u. en las barras donde se encuentran conectadas las cargas. De acuerdo con los resultados obtenidos los voltajes están dentro del rango permitido, muy cercanos a la unidad. Satisfaciendo cada una de las cargas.

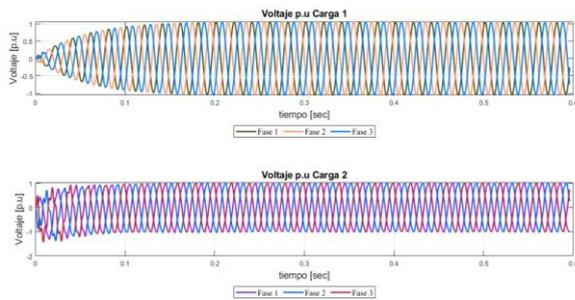


Figura 8: Voltaje p.u en las cargas

En la Fig. 9 se aprecia el voltaje RMS del sistema y los voltajes en las barras de las cargas 1 y 2 en el escenario inicial des sistema planteado.

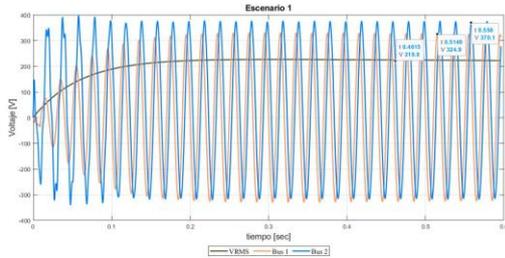


Figura 9: Escenario 1 Comparación de voltajes

Escenario 2

En este escenario se presenta la variación de las dos cargas del sistema, desde el inicio de la operación del sistema donde se aumenta 15 % y 20% de la potencia consumida de las cargas de sistema.

Con el fin de poner a prueba las estrategias de control implementadas en el sistema se realiza el aumento del valor de las cargas obteniendo como resultado las figuras siguientes.

En la Fig. 10 se observa el comportamiento del voltaje a la salida de la fuente al realizar el aumento de cargas, donde el voltaje producido al estar acoplado desde el principio con la GD2.

Además, se puede apreciar que el tiempo de la estabilización de voltaje es reducido, como se observa el tiempo de estabilización es de 0.15 segundos.

La salida DC del sistema se estabilizada en 650 V en menos de 0.05 s.

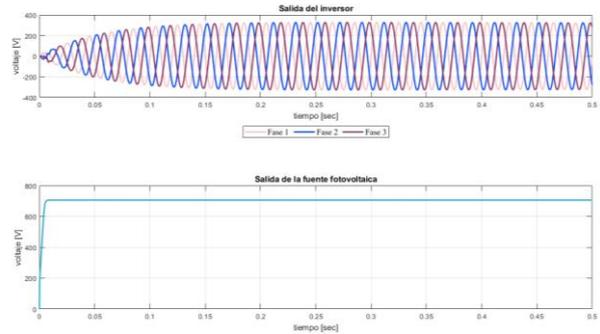


Figura 10: Fuente 1 escenario 2

En la Fig. 11 se puede apreciar el voltaje rms del sistema, el cual corresponde al 0.707 del voltaje pico, siendo 217.9 V.

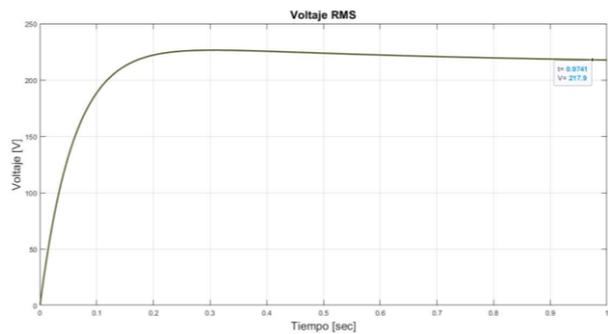


Figura 11: Voltaje RMS del sistema

En la Fig. 12 se aprecia los voltajes a la salida de las fuentes de la DG 2, observando que se mantiene los voltajes DC y AC estabilizándose la señal DC a los 0.05 s. y la señal AC a los 0.35 s. La salida mostrada de la DG2 es la salida del control PI implementado.

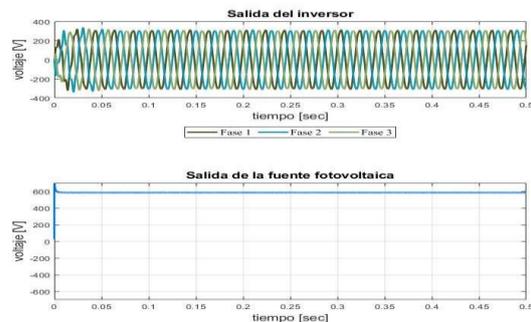


Figura 12: Fuente 2 escenario 2

En la Fig. 13 se observa la potencia generada por cada una de las generaciones distribuidas a través del



segundo de prueba del segundo escenario propuesto, donde se observa que la potencia se estabiliza al cabo de 0.5 segundos alrededor de 1500 kVA.

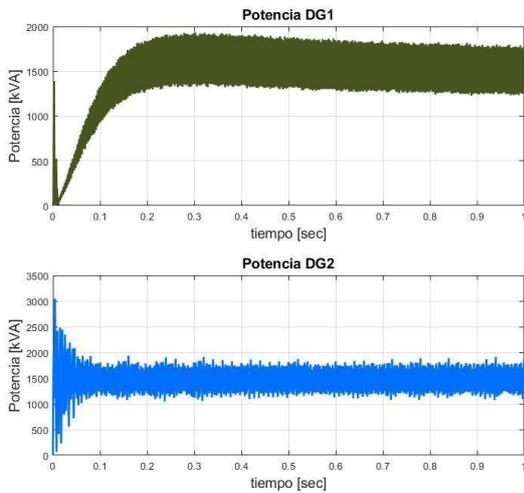


Figura 13: Potencias DG escenario 2

En la Fig. 14 se observa que los valores p.u obtenidos están cercanos a la unidad por lo que se está asegurando que llega el voltaje correcto a cada una de las cargas a pesar de haber aumentado se demanda.

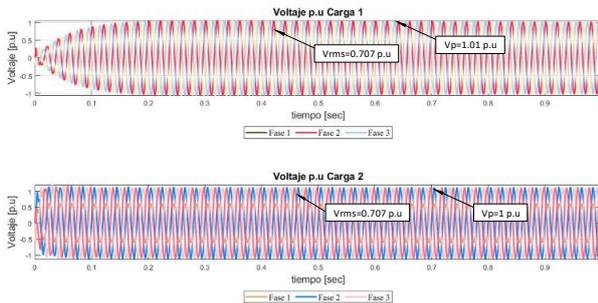


Figura 14: Voltaje p.u escenario 2

Escenario 3

En este escenario después de haber visto el comportamiento del sistema en los dos escenarios previos se pone a prueba la robustez del controlador implementado a través de perturbaciones instantáneas que pueden sacar total o parcialmente una fuente del sistema.

El objetivo del control robusto es devolver la estabilidad del sistema al cabo del menor tiempo posible.

En la Fig. 15 se puede apreciar el comportamiento de la fuente uno al agregar una perturbación al sistema, como se puede observar en los primeros segundos antes de los 0.05 s se distingue una perturbación en el voltaje que rápidamente es compensada por la estrategia de control robusto llegando a su voltaje establecido a los 0.15 s.

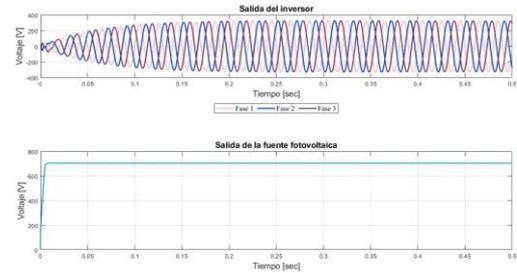


Figura 15: Fuente 1 escenario 3

La Fig. 16 muestra el comportamiento de la DG 2 después de la presencia de la perturbación como se puede al observar la señal se ve afectada los primeros microsegundos, sin embargo, la estrategia de control permite al sistema estabilizarse a los 0.1 segundos. De igual manera se aprecia el valor de la salida de la fuente fotovoltaica.

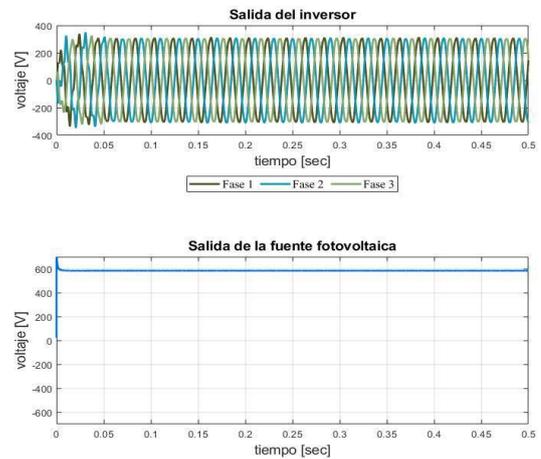


Figura 16: Fuente 2 escenario 3

En la Fig. 17 se aprecia que la potencia del sistema inicial no se ve afectada, al ingresar la perturbación al sistema, por lo que el control robusto cumple su función.

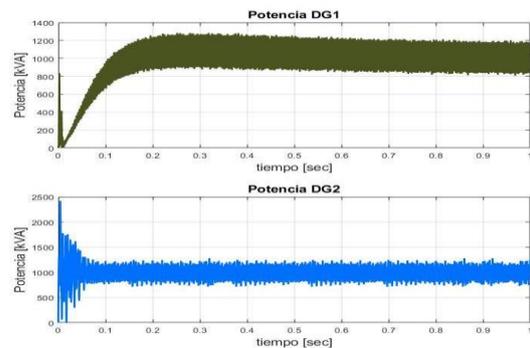


Figura 17: Potencias escenario 3

En la Fig. 18 se aprecia el voltaje de las DGs, observando una perturbación inicial, la cual es



reestablecida a su valor nominal al cabo de 0.1 s. además se aprecia que el tiempo de levantamiento es menor a un milisegundo, indicando que la estrategia de control brinda una respuesta rápida a los cambios repentinos que podrían ingresar al sistema.

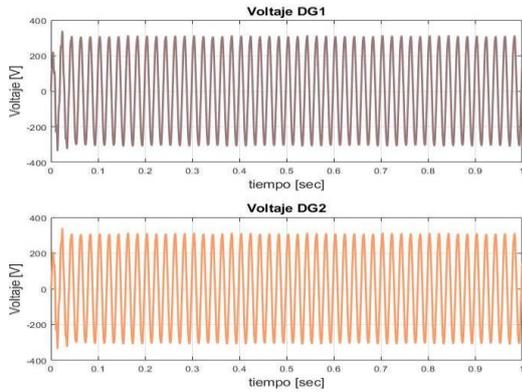


Figura 18: Voltaje con perturbación

En la Fig. 19 se observa los valores de los voltajes por unidad en las barras de las cargas como se puede apreciar el voltaje en las cargas no es afectado, ya que la estrategia de control opera satisfactoriamente y logra establecer el voltaje en los valores deseados.

En la Fig. 19 se observa el valor de Y como el voltaje p.u. que es 1.01 pu. Al tiempo de 0.2090 s.

Al inicio de la operación del sistema se observa una variación en la señal de voltaje en las barras de la carga uno y dos que al cabo de 0.1 s. se ve solucionada gracias a la estrategia de control.

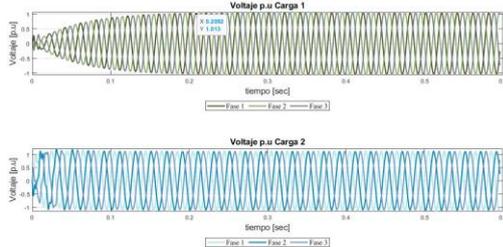


Figura 19: Voltaje con perturbación p.u.

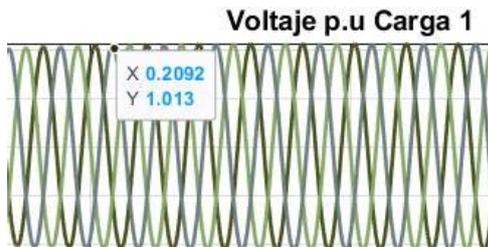


Figura 20: Zoom voltaje con perturbación p.u.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el sistema presentado, una MR aislada con dos generaciones distribuidas acopladas de tipo solar

fotovoltaico se desarrolló la estrategia de control droop robusto donde se pudo observar las salidas en AC y DC de las fuentes de generación distribuida, teniendo valores de voltaje 311 VAC y 650 VDC.

Se realizó la implementación de los inversores DC/AC mediante controladores clásicos tipo PI, limitando los valores de la corriente en las bobinas del convertidor de potencia.

El control droop convencional fue modificado para convertirlo en un control droop robusto, a través de la modificación del diagrama de bloques. se realizó la implementación de una ganancia en la realimentación a la salida de voltaje del inversor y la adición. Donde se pudo apreciar su eficacia al tomar menos de 0.35 segundos para estabilizar el sistema.

En los escenarios uno y dos se observa el comportamiento de las dos fuentes al operar conjuntamente. El tiempo de establecimiento del transitorio de voltaje toma un lapso menor a los 0.34 segundos.

Después de la implementación en el software Matlab/ Simulink, se tiene que el sistema inicialmente planteado con dos GD de tipo DC abasteciendo diferentes tipos de carga, para poner a prueba la estrategia de control en el escenario uno se visualizó el estado inicial del sistema, en el escenario dos se varió la carga del sistema en un 15 y 20 %. Teniendo una respuesta del controlador en menos de 0.4 segundos donde a pesar del aumento de carga, el sistema responde en el mismo periodo de tiempo satisfaciendo los requerimientos del sistema en cuanto a potencia y voltaje. Por último, en el escenario tres se agregaron perturbaciones instantáneas que pueden sacar total o parcialmente una fuente del sistema a las dos cargas trifásicas pueden mejorar su operación a través de la implementación de la estrategia de control droop robusto. En la GD 1 muestra un notable mejoramiento en el voltaje estableciendo el voltaje propuesto de 650 VDC al cabo de 0.37 segundos.

En los escenarios presentados se pudo observar que el voltaje que llega a cada una de las cargas es cercano a la unidad por lo que se está satisfaciendo la demanda.

En los escenarios presentados se pudo observar el comportamiento del voltaje de cada una de las cargas y fuentes después de la implementación del control droop robusto, donde los lazos de control de voltaje y corriente Por lo que la solución ideal sería la implementación del droop control en ambas generaciones distribuidas. Con el fin de obtener una estabilidad de voltaje más cercana al valor establecido y con menos tiempo de establecimiento para la operación correcta del sistema y un correcto abastecimiento de las diferentes cargas.

6. TRABAJOS FUTUROS

Se puede investigar a partir de este caso de estudio un control robusto de voltaje, utilizado otras técnicas de control como impedancia virtual, H infinito.

Ampliar el espectro de tiempo de análisis para encontrar el comportamiento del controlador droop en un sistema acoplado a la red principal. Aplicar las estrategias a modelos estandarizados por IEEE o CIGRE.

Se debe tomar en cuenta que este tipo de sistemas son altamente no lineales, por lo que en el futuro sería más factible implementar sistemas de control no lineal. También se podría manejar al convertidor a través de modelos linealizados más simples, con el fin de requiera menos esfuerzo de control.

El sistema de gestión de energía, EMS, juega un papel importante en el control de MR, por lo que su análisis sería conveniente para mejorar la calidad de energía del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Sen and V. Kumar, "Microgrid modelling: A comprehensive survey," *Annu. Rev. Control*, vol. 46, no. xxxx, pp. 216–250, 2018, doi: 10.1016/j.arcontrol.2018.10.010.
- [2] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, and R. Teodorescu, "Modeling, analysis, and design of stationary reference frame droop controlled parallel three-phase voltage source inverters," 8th Int. Conf. Power Electron. - ECCE Asia "Green World with Power Electron. ICPE 2011-ECCE Asia, no. c, pp. 272–279, 2011, doi: 10.1109/ICPE.2011.5944601.
- [3] M. Farrokhhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.
- [4] U.S. Department of Energy, "DOE Microgrid Workshop Report," Off. Electr. Deliv. Energy Reliab. Smart Grid R&D Program, San Diego, California., pp. 1–32, 2011.
- [5] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2478859.
- [6] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Matas, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *New Zeal. J. Educ. Stud.*, vol. 58, no. 1, pp. 35–51, 2011, [Online]. Available: <http://search.proquest.com/docview/58261700?accountid=8330%5Cnhttp://library.anu.edu.au:4550/resserv?genre=article&issn=00288276&title=New+Zealand+Journal+of+Educational+Studies&volume=27&issue=1&date=1992-05-01&atitle=The+Relational+School:+Fostering+Plu>.
- [7] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, "A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids," *Heliyon*, vol. 6, no. 8, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.
- [8] K. Sheshyekani, I. Jendoubi, M. Teymuri, M. Hamzeh, H. Karimi, and M. Bayat, "Participation of distributed resources and responsive loads to voltage unbalance compensation in islanded microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 6, pp. 858–867, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5194.
- [9] A. A. Eajal, A. H. Yazdavar, E. F. El-Saadany, and K. Ponnambalam, "On the loadability and voltage stability of islanded ac-dc hybrid microgrids during contingencies," *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 4, pp. 4248–4259, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2910734.
- [10] I. Ziovani, D. Boukhetala, A. M. Darcherif, B. Amghar, and I. El Abbassi, "Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 188–201, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.08.027.
- [11] V. Mariani, F. Vasca, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, "Model Order Reductions for Stability Analysis of Islanded Microgrids With Droop Control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4344–4354, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2381151.
- [12] J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, and F. Bullo, "Voltage Stabilization in Microgrids via Quadratic Droop Control," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 62, no. 3, pp. 1239–1253, 2017, doi: 10.1109/TAC.2016.2585094.
- [13] T. S. Tran, D. T. Nguyen, and G. Fujita, "The analysis of technical trend in islanding operation, harmonic distortion, stabilizing frequency, and voltage of islanded entities," *Resources*, vol. 8, no. 1, 2019, doi: 10.3390/resources8010014.
- [14] W. Pavon, E. Inga, and S. Simani, "Optimal distribution network planning applying heuristic algorithms considering allocation of PV rooftop generation," 2020 Ieee Andescon, Andescon 2020, 2020, doi: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272062.
- [15] Z. Shuai et al., "Microgrid stability: Classification and a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 167–179, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.201.

- [16] Y. Han, X. Ning, P. Yang, and L. Xu, "Review of Power Sharing, Voltage Restoration and Stabilization Techniques in Hierarchical Controlled DC Microgrids," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 149202–149223, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2946706.
- [17] N. R. Merritt, C. Chakraborty, and P. Bajpai, "New Voltage Control Strategies for VSC-Based DG Units in an Unbalanced Microgrid," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1127–1139, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2657660.
- [18] S. Vargas and W. Pavón, "Optimal sizing and allocation of photovoltaic generation in a georeferenced micro grid using column generation," *Rev. Técnica Energía*, vol. 17, pp. 71–79, 2020, [Online]. Available: <https://web.a.ebscohost.com/abstract?direct=true&profile=ehost&scope=site&authtype=crawler&jrnl=13905074&AN=144915416&h=EHYDm9%2F4wCl yMs2dNf9sO3FTi6LmxG1KdRwSMlIGIqgzCkLR0VBOyaqN7gzhF2Ock4IkZHNTI9ribqxeLNDYDw%3D%3D&url=c&resultNs=AdminWebAuth&resultLocal=>.
- [19] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, "A review of droop control techniques for microgrid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. March, pp. 717–727, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [20] S. Pinzón and W. Pavón, "Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia," *Rev. Técnica "Energía"*, vol. 15, no. 2, pp. 76–82, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.380.
- [21] M. Babazadeh and H. Karimi, "Robust decentralized control for islanded operation of a microgrid," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039646.
- [22] M. Hamzeh, S. Emamian, H. Karimi, and J. Mahseredjian, "Robust Control of an Islanded Microgrid Under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 2, pp. 512–520, 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2459074.
- [23] Q. C. Zhong, "Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1281–1290, 2013, doi: 10.1109/TIE.2011.2146221.
- [24] T. V. Vu, D. Perkins, F. Diaz, D. Gonsoulin, C. S. Edrington, and T. El-Mezyani, "Robust adaptive droop control for DC microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, no. January, pp. 95–106, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.021.
- [25] A. U. Krismanto, N. Mithulanathan, and A. Lomi, "Dynamic droop control in microgrid for stability enhancement considering RES variation," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260149.
- [26] C. F. Bordón, L. Schenberger, F. Berterame, C. M. Chezzi, and J. J. Penco, "Estrategia para la Gestión de una Micro Red," *2018 IEEE 9th Power, Instrum. Meas. Meet. EPIM 2018*, 2018, doi: 10.1109/EPIM.2018.8756437.
- [27] F. Adinolfi, F. Conte, S. Massucco, A. Pitto, and F. Silvestro, "Dynamic models for Distributed Energy Resources in a Microgrid environment," *2015 IEEE 1st Int. Forum Res. Technol. Soc. Ind. RTSI 2015 - Proc.*, pp. 280–285, 2015, doi: 10.1109/RTSI.2015.7325111.
- [28] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, "Voltage Stability Improvement with a DSTATCOM in a Microgrid Integrated by DG Solar Photovoltaic and Conventional," *Rev. Técnica "energía"*, vol. 16, 2020, [Online]. Available: <http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/article/view/350/408>.
- [29] R. R. Micky, R. Lakshmi, R. Sunitha, and S. Ashok, "Assessment of voltage stability in microgrid," *Int. Conf. Electr. Electron. Optim. Tech. ICEEOT 2016*, pp. 1268–1273, 2016, doi: 10.1109/ICEEOT.2016.7754887.
- [30] S. Motahhir, A. El Hammoumi, and A. El Ghzizal, "The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm," *Journal of Cleaner Production*, vol. 246, Elsevier Ltd, Feb. 10, 2020. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118983.



Sandra Ariel Gualotuña Logacho

(Y'1997) Received the B.S. of Electrical Engineering from Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. His research interests include implementation of a control strategy for an isolated microgrid with distributed generation to improve voltage stability.





Wilson Pavón Vallejos. - (Y¹⁹⁸⁹-M²⁰¹⁰). Received the B.S. of Electrical Engineering from the ESPE (Army Polytechnic School) in Ecuador in 2014, and the MSc degree in Automation and Control in 2016 from Newcastle University in United Kingdom, and the Phd degree in Ferrara-Italy in 2021. His areas of interest are renewable energy, energy efficiency, techniques of control of Power converters and inverters, artificial intelligence as technique of control. He joined as occasional professor of Universidad Politécnica Salesiana in Ecuador.

Study of Steam Generation and Distribution in a Hospital to Improve Energy Efficiency Using Thermography, Ultrasound, and Gas Analyzer

Estudio de la Generación y Distribución de Vapor en un Hospital para la Mejora de Eficiencia Energética mediante Termografía, Ultrasonido y Analizador de Gases

A. Rivera¹  0009-0004-4721-1427 W. Quitiaquez¹  0000-0001-9430-2082
 I. Simbaña²  0000-0002-3324-3071 P. Quitiaquez¹  0000-0003-0472-7154

¹Universidad Politécnica Salesiana, Grupo de Investigación en Ingeniería, Productividad y Simulación Industrial (GIIPSI), Quito, Ecuador

E-mail: ariverac2@est.ups, wquitiaquez@ups.edu.ec, rquitiaquez@ups.edu.ec

²Instituto Superior Universitario Sucre, Grupo de Investigación en Ingeniería Mecánica y Pedagogía de la Carrera de Electromecánica (GIIMPCEM), Quito, Ecuador

E-mail: isimbana@tecnologicosucre.edu.ec

Abstract

This investigation studied the energy efficiency of a steam system in a hospital, considering the procedure in ASME EA-3-2009 standard. This is the standard for the energy assessment of industrial steam systems and aims to enhance the energy efficiency and sustainability of industrial steam systems by identifying opportunities and providing recommendations to optimize system performance. The obtained boiler energy efficiency was 80.29 %, by applying an energy balance, reaching 15.33 kW for heat losses in the distribution pipes. Two consistent improvement alternatives were proposed, starting by unifying the pipe diameter of the kitchen area of 5 m, generating a reduction of heat loss from 828 to 600 W, which represented a total annual energy saving of around 2.4 GJ/year. The investment cost is USD 47.40, considering the achievement of the break-even point after 9 months, where the insulation of the pipes with glass wool was considered second and it generated a reduction in losses of 5.98 kW, representing a total annual energy saving of about 62.91 GJ/year, which corresponds to approximately USD 1 672. The expenditure for insulating a 49 m pipe amounted to USD 462, factoring in both the NPV calculation and potential savings. The breakeven point was achieved within roughly 4 months, underscoring the economic advantage of implementing the two suggested improvement measures.

Index terms—Energy efficiency, shell boiler, heat transfer, steam, NPV.

Resumen

En esta investigación se analizó la eficiencia energética de un sistema de vapor en un hospital, considerando la norma ASME EA-3-2009. Esta norma se utiliza para la evaluación energética de los sistemas de vapor industriales y busca mejorar la eficiencia energética y la sostenibilidad de estos sistemas identificando oportunidades y proponiendo medidas para optimizar el rendimiento. Se obtuvo una eficiencia energética de la caldera de 80.29 % mediante un balance de energías y las pérdidas de calor en las tuberías de distribución alcanzaron 15.33 kW. Se plantearon dos alternativas de mejora consistentes, iniciando con unificar el diámetro de tubería del área de cocina de 5 m, generando una reducción de pérdida de calor de 828 hasta 600 W, que representó un ahorro de energía anual total de 2.4 GJ/año, aproximadamente. El costo de inversión es de USD 47.40, considerando como alcanzable el punto de equilibrio a los 9 meses, donde se planteó en segundo lugar el aislamiento de las tuberías mediante lana de vidrio y generó la disminución de pérdidas en 5.98 kW, representando un ahorro de energía anual total de alrededor de 62.91 GJ/año, lo que corresponde a USD 1 672, aproximadamente. La inversión para el aislamiento de tuberías con una longitud de 49 m fue de USD 462, considerando el cálculo del VAN y los posibles ahorros, además el punto de equilibrio se alcanza a los 4 meses, aproximadamente, e indica el beneficio económico de aplicar las dos opciones de mejora planteadas.

Palabras clave— Eficiencia energética, caldera pirotubular, transferencia de calor, vapor, VAN.

Recibido: 27-10-2023, Aprobado tras revisión: 18-12-2023

Forma sugerida de citación: Rivera, A., Quitiaquez, W., Simbaña, I. y Quitiaquez, P. (2024). "Study of Steam Generation and Distribution in a Hospital to Improve Energy Efficiency Using Thermography, Ultrasound, and Gas Analyzer". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 72-80

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.601>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCTION

Steam systems in hospitals are essential since they produce saturated steam for the operation of equipment, such as autoclaves, boilers, industrial washers, industrial dryers, steam irons, and water heaters. A steam system is formed by the boiler, the distribution pipes, and the consuming equipment, which interact with each other, therefore, if any of them fails, it damages the whole system, producing energy losses, related to costs [1]. Nowadays, steam is one of the most important factors when industrial costs are analyzed. According to Palacios et al. [2], steam leaks stand out as one of the most expensive issues in a hospital. Notably, steam trap leaks can elevate operating expenses by as much as 33%. Consequently, initiatives aimed at conserving energy should commence with a thorough examination of these traps. It is crucial to recognize that even the slightest leak can result in annual costs of up to USD 7 000 [3].

Energy efficiency applied to steam systems is fundamental since it allows the steam to be used in the correct way, generating most of the heat for the different processes. Yogesh et al. [4] indicate that, by having good energy efficiency, fuel savings are generated and it helps the environment, reducing pollution. Mandrela et al. [5] conducted an energy audit of a food company in which they used thermography and ultrasound techniques to reduce energy losses and produce savings for the steam system.

In the last decades, several studies have been carried out, such as Ocaña et al. [6], who performed an energy analysis in a hospital steam system, applying the procedure established by the ASME EA-3-2009 standard for energy evaluation. The objective of the study was to assess the thermal losses resulting from the lack of thermal insulation on the steam and condensate return pipes in the four areas exhibiting the highest steam consumption. The findings revealed a cumulative energy loss of 513 GJ per year, equivalent to approximately USD 4 060. By implementing insulation in the pipes, a loss reduction of 195 GJ/year was achieved, representing 38 %, by completely insulating the pipes, which generated savings of USD 1 542 per year. The estimated cost of insulating the system with glass wool was USD 3 400, recoverable in a period of 2 years and 7 months, considering for the calculations a subsidized Ecuadorian diesel price of USD 1 037 per gallon.

The energy analysis of a boiler for reducing fuel expenditure was presented by Caetano et al. [7]. The methodology was to analyze an ATA 14 H 3N boiler model, with a capacity of 33.3 kg/s of steam. The data were obtained by measurements with a thermographic camera and a flue gas analyzer. The energy efficiency of the generator was 74.65 %. The most significant thermal losses were found in the combustion gases, with 11.18 %, radiation and convection losses reached 4 %, presenting a total boiler loss of 25.35 %. Two improvement alternatives are concluded, the first one is to reduce the

excess air and the second one is to place thermal insulation in the non-insulated pipes. Perez et al. [8] carried out an analysis of a steam system of a meat factory, showing that the boiler efficiency was 90.7 % and the losses of the pipes without thermal insulation were 207.09 kW. Two improvement alternatives were proposed, the first was the thermal insulation of the distribution pipes with glass wool insulation and the second was the design of a water preheater at 70 °C to feed the steam generator. The implementation of glass wool in the pipes generated a reduction of thermal losses by 92.30 %, the design of the water preheater generated a reduction of fuel consumption of 64 186.51 L per year, and the investment for the improvements was USD 450, this investment will be recovered in 1.4 months.

Ibrahim et al. [9] conducted a study on energy savings in the industrial steam system of a palm oil mill. During the development, we employed the steam SSAT system assessment tool along with the 3E Plus insulation program software. The outcomes revealed multiple sources of energy losses contributing to increased costs for the plant, notably with a low boiler efficiency of only 68.6 %. The study identified potential enhancements, specifically through the installation of a water economizer and a reduction in steam generator blowdowns. These improvements elevated the system's efficiency to 77 % from its initial operational state. Consequently, steam quality was enhanced, leading to annual energy savings of 75.28 GJ and fuel savings amounting to 598.3 tons per year.

The energy efficiency analysis of 5 boilers was performed by Santana et al. [10]. Surface temperature values of the insulated and uninsulated pipes were obtained using a Testo 875 thermographic camera. The study involved the determination of useful heat within the cooking system and a thorough analysis of thermal losses occurring in the distribution pipes. The transmission losses in the insulated pipes were 13.32 and 4.22 kW for uninsulated ones, for a total of 17.53 kW of heat losses. The analysis determined that the total heat loss of the installation was 14.43 kW, with respect to 243.02 kW which represented the available heat, obtaining a system efficiency of 94 %.

The thermo-energetic study of a thermoelectric plant with a capacity of 49 MW was developed by Retirado et al. [11]. The applied methodology utilized an algorithm to assess both the gross and exergetic thermal performances of the boilers. The findings revealed a notable efficiency in thermal energy utilization coupled with a relatively low capacity for exergy use in the installations. Specifically, the thermal efficiency of the system reached 90.1%, while the exergy efficiency was recorded at 45.5%. Suntivarakorn et al. [12] proposed enhancing boiler efficiency through heat recovery and the implementation of an automatic combustion control system. This improvement harnessed the heat from chimney gases for fuel drying, air preheating, and

regulating the burner air intake using a fuzzy logic control algorithm. Experimental findings demonstrated that heat recovery and fuel drying reduced fuel moisture content by 3 wt.%, leading to a 0.41 % increase in boiler efficiency. Air preheating resulted in a 35 °C temperature rise, contributing to a 0.72 % boost in efficiency. The fuzzy logic-controlled air system exhibited an accuracy of 89.15 %, correlating with a 4.34 % efficiency increase. When all three systems operated concurrently, a collective boiler efficiency increase of 5.15 % was achieved, translating to annual fuel savings of 246.88 tons.

Erbas [13]. conducted a comprehensive study on the thermal performance of a coal-fired boiler, employing the energy balance method in accordance with the ASME PTC 4 standard. The analysis focused on a 75-ton-per-hour capacity boiler installed in the mining industry. The performance test revealed an impressive boiler efficiency of 93.07 %. Utilizing the indirect method, the top three contributors to the overall losses in the boiler were identified as water heat loss in the fuel at 4.03 %, dry flue gas loss at 3.23 %, and the proportion of unburned coal in the waste products at the end of combustion at 1.65 %.

Sagaf et al. [14] performed a prediction on the efficiency deterioration of two boilers in two power plants, with an individual capacity of 660 MW in Indonesia. ASME PTC 4 guidelines and linear regression method were followed. The findings highlight that the primary sources of thermal losses stem from hydrogen burning moisture in the fuel and heat loss attributable to moisture in the fuel. Notably, the degradation in boiler efficiency is measured at 0.19 and 0.4 % per year for the first and second units, respectively. One of the causes of the boiler efficiency deterioration is the use of coal of variable quality and the accumulation of ash in the economizer that reduces heat transfer.

This work aims to propose energy efficiency improvements by analyzing the boiler and distribution piping system, applying energy management techniques, and obtaining operating parameters to determine improvements. This document is divided as follows, Materials and Methods detail the utilized methodology to develop the study, focusing on energy management techniques to achieve outcomes. Results study the data in order to determine the improvements in the system. Finally, in Conclusion, the qualitative and quantitative information is synthesized to demonstrate the fulfillment of this work.

2. MATERIALS AND METHODS

2.1 Steam generation, distribution and consumption

The steam generation and distribution system for the study is a hospital in the province of Chimborazo, with an altitude of 2 760 m above sea level, the average annual temperature is 15 °C and the atmospheric pressure is 71.33 kPa, according to statistical data from the National Institute of Meteorology and Hydrology (INAMHI) [15].

Steam generation is carried out in a vertical boiler Model V1X69-150-9, with a power of 30 BHP, which runs on diesel and has the capacity to generate 469.47 kg/h of steam, working at a nominal pressure of 620.5 kPa.

The process begins when raw water from the public network is sent to two 64 m³ tanks, from which point the fluid is sent by a pumping system to the water treatment process, where it is softened with cationic resins. Then, the water is sent to the storage tank, where it is mixed with the condensate that returns from the process. The water is then supplied by a multi-stage pump to feed the boiler, usually at a temperature of 60 °C. On the other hand, the fuel is stored in a 7 570-liter main tank, and from there, it is pumped to the secondary tank that feeds the boiler. Subsequently, it is distributed by gravity to the burner, having an average fuel consumption of 18.93 liters per hour, at a fuel oil temperature of 18 °C.

Fig. 1 shows the distribution of steam generated to a storage manifold and to the consuming areas of the hospital steam system. The Laundry area consists of three sections, the Garment Drying area which is composed of an industrial dryer with a capacity of 60 kg, the Garment Washing area with two industrial washers of 45 kg capacity and the Ironing area with a 3 HP ironer. The next area is the Kitchen with 115-liter kettles, followed by the Sterilization area, which consists of two Autoclaves with 180 kW power. The last area is the Power House which consists of a water heater capable of generating 13.25 liters per minute.

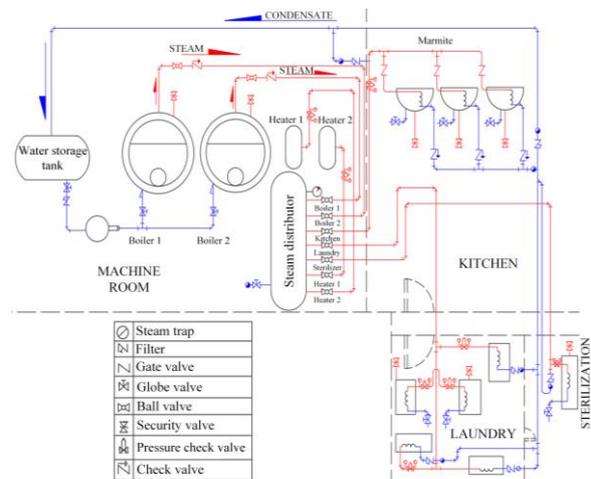


Figure 1: Diagram of the hospital's steam system

2.2 Technical system status

The steam system has a main boiler and a reserve boiler and its thermal insulation is in good physical condition. Several sections of the steam and condensate return piping are not insulated, generating heat loss to the environment and energy costs, and also causing poor steam quality. The areas where most of the insulation is missing are the laundry and sterilization areas. Table 1 shows a review of the condensate distribution and return system. The external diameter (d_o), insulated (L_a) and



Table 1: Data for insulated and non-insulated pipes and temperatures

Pipe section	d_o [mm]	L_a [m]	L_p [m]	d_p [%]	t_a [mm]	T_{sup} [K]	T_p [K]	T_a [K]
Boiler to Manifold	38.1	12.5	0.8	6	30	318.15	428.15	296.15
Manifold to the kitchen	19.05	22	4	15	30	313.2	410	294.2
	31.75	0	5	100	30	0	425	294.2
Manifold to laundry	31.75	53	20	27	33	314.15	419.15	294.15
Manifold to steam autoclave	25.4	75	5	6	25	320.15	418.15	294.15
Manifold to water heater	25.4	7	1	13	30	318.15	417.15	294.15
Manifold to condensate return	31.75	107	6	5	30	311.15	368.15	294.15

non-insulated pipe length (L_p), insulation thickness (t_a), ambient temperature (T_a), surface temperature outside the insulated (T_{sup}) and non-insulated (T_p) pipes were measured. For these records, a SATIR thermographic camera was used, taking measurements in 6 sections. To gather operating parameters of the system, pressure gauges and thermometers are strategically installed at key points of interest, complemented by the use of a DN100 electromagnetic flowmeter.

2.3 Technical system status

For the steam system diagnosis and subsequent energy efficiency improvement proposals, the recommendations of the ASME-EA-3-2009 standard [16] were followed. It is utilized for energy evaluation of steam systems, which suggests collecting and analyzing design, operation, energy use, and system performance data to identify opportunities for energy efficiency improvement. Efficiency was evaluated by the energy balance method [17]. Fig. 2 lists the causes for heat losses, due to dry flue gas loss (a), H_2 loss (b), fuel moisture (c), moisture in the air (d), CO loss (e), fly ash loss (f), surface loss (g) and bottom ash loss (h).

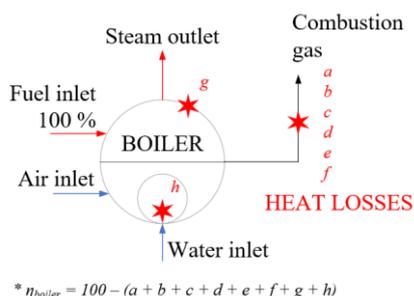


Figure 2: Schematic diagram of boiler configuration for Platzer efficiency calculation [18]

The calculation of the boiler efficiency is performed following the procedure outlined in Platzer [18]. For this, the stoichiometric air/fuel ratio and the excess air supplied, described in equations (1) and (2), respectively, are determined. To perform these calculations, the fuel properties must be considered, in this case, the boiler uses diesel fuel No. 2. It is also necessary to know the constitution of the combustion gases, by considering the measurements of the main boiler, that were made with a Bacharach ECA 450 gas analyzer:

$$M_{air,theoretical} = \frac{[11.6 \cdot C + 34.8 \cdot (H_2 - \frac{O_2}{8}) + 4.35 \cdot S]}{100} \quad (1)$$

Where $M_{air,theoretical}$ is the theoretical air quantity per fuel quantity. Excess air (EA) is obtained from gas analysis data by applying equation (2):

$$EA = \frac{O_2\%}{21 - O_2\%} \cdot 100 [Data_{gas\ analysis}] \quad (2)$$

Then the amount of actual air mass (M_a) entering, per amount of fuel, is determined [18]:

$$M_a = \left(1 + \frac{EA}{100}\right) \cdot M_{air,theoretical} \quad (3)$$

The mass of dry flue gas (m) is then determined:

$$m = \frac{C \cdot PMCO_2}{100 PMC} + \frac{N_2}{100} + \frac{2S}{100} + 0.77 \cdot M_a + 0.23 \cdot (M_a - M_{air,theoretical}) \quad (4)$$

It is essential to identify the diverse thermal losses associated with the boiler, commencing with the determination of heat loss due to dry flue gas (L_1). This loss, considered the primary one for the boiler, is derived using equation (5):

$$L_1 = \frac{m \cdot C_p \cdot (T_{gas} - T_a)}{PCI} \cdot 100 \quad (5)$$

The thermal loss due to the evaporation of water formed by H_2 in the fuel (L_2) is related to the combustion of hydrogen, which causes a heat loss because the combustion product is water, which is converted into steam and is calculated with the equation (6):

$$L_2 = \frac{9 H_2 \cdot [584 + C_p \cdot (T_{gases} - T_a)]}{PCI} \cdot 100 \quad (6)$$

To determine the loss due to the moisture present in the fuel (L_3), it is considered that the moisture that enters with the fuel produces a superheated steam, and it is determined by equation (7):

$$L_3 = \frac{H_2 O_{combustible} \cdot [584 + C_{pv} \cdot (T_{gases} - T_a)]}{PCI} \cdot 100 \quad (7)$$



In computing the loss attributed to moisture in the air (L_4), the mass of vapor in the air is ascertained using psychrometric charts. The quantification of this moisture-related loss is achieved through the application of equation (8):

$$L_4 = \frac{M_a \cdot M_{H_2O,air} \cdot C_{pv} \cdot (T_{gas} - T_a)}{PCI} \cdot 100 \quad (8)$$

Heat losses due to incomplete combustion (L_5) are the products containing CO, H₂, and hydrocarbons that are in the combustion, value determined with equation (9):

$$L_5 = \frac{\% CO \cdot C}{\% CO + \% CO_2} \cdot \frac{5744}{PCI} \cdot 100 \quad (9)$$

The surface losses (L_6) are calculated by knowing the boiler surface area and temperature:

$$L_6 = 0.548 \left[\left(\frac{T_{s,boiler}}{55.55} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{55.55} \right)^4 \right] + 1.957 \cdot (T_{s,boiler} - T_a)^{1.25} \cdot \left[\frac{196.85 \cdot V_m + 68.9}{68.9} \right] \quad (10)$$

Once the different heat losses have been determined, the boiler efficiency is determined by equation (11) [19]:

$$\eta_{caldera} = \left[100 - \left(\sum Total\ losses \right) \right] \quad (11)$$

2.4 Calculation of heat losses in pipelines

Fig. 3 presents the calculation method established in the scientific literature to determine losses in insulated steam pipes, based on NOM-009-ENER-1995 [20].

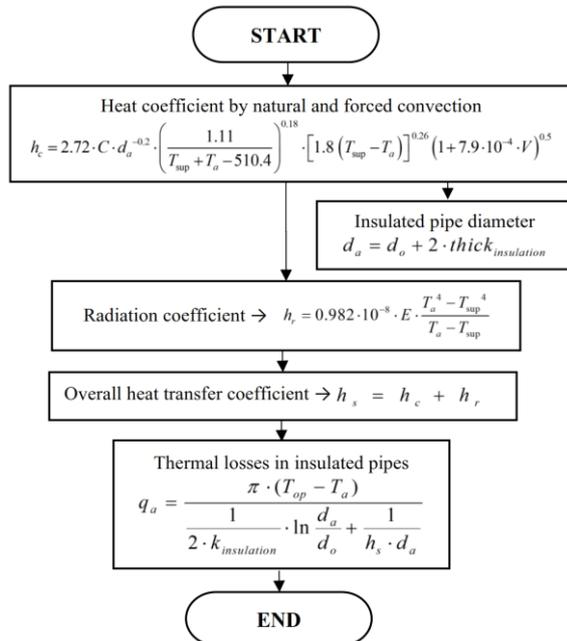


Figure 3: Methodology of thermal losses in insulated pipes

In the equations presented in Fig. 3, the dimensionless geometric coefficient for pipes (C) is denoted as 1.016. The variable V represents wind speed, which, in this

scenario, is assigned a value of zero due to the entirety of the installation being situated within the confines of a building. Additionally, E and $k_{insulation}$ correspond to the emissivity and conductivity of the insulation, respectively, while T_{op} signifies the operating temperature of the boiler.

In the absence of insulating material, pipes are regarded as horizontal cylindrical surfaces that dissipate energy through a combination of convection and natural radiation. The calculation method established in the scientific literature to calculate the losses in non-insulated steam pipes was considered with the modeling proposed by Cengel [21]. The operating conditions are considered to be stationary and the formulation synthesized and systematized in Fig. 4 is used.

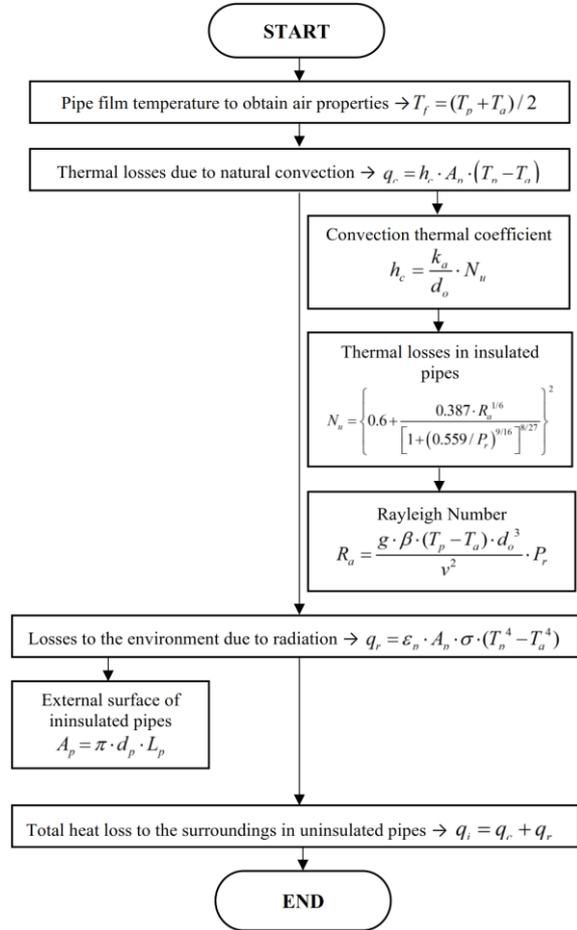


Figure 4: Methodology of thermal losses in non-insulated pipes

2.5 Calculation of heat losses in pipelines

The primary alternatives proposed include pipe diameter standardization and thermal insulation, with the initial focus on pipe diameter standardization. The steam pipes within the hospital exhibit varying diameters, spanning from 12.7 mm (0.5 in) to 38.1 mm (1.5 in). Certain sections necessitate this range of diameters to meet the steam demand of the associated equipment. However, in the section from the steam manifold to the boiling pans located in the kitchen, 2 sizes of pipe

diameters prevail, due to the lack of adequate couplings to maintain a single pipe diameter, which generates a greater heat loss. For this pipe section, the diameter is unified by acquiring the fittings and pipe of the same size, and the calculation is made in the pipe section, by applying the calculation model shown in Fig. 4. After calculating the pipe loss by unifying the diameter, the loss due to the variety of diameters is determined by means of equation (12):

$$q_{\text{diameter}} = q_{\text{diameter, variety}} - q_{\text{diameter, unified}} \quad (12)$$

In addition, it is proposed to implement thermal insulation in the non-insulated distribution pipe sections. Initially, the thermal losses for each uninsulated pipe section are reassessed by introducing thermal insulation. The calculations adhere to the methodology outlined in Fig. 4. Given that the surface temperature outside the insulation (T_{sup}) is not known, an initial temperature value is assumed, and the corresponding thermal losses (q_a) are then determined. To obtain that the calculated thermal losses (q_a) are admissible, the iterative approach suggested in NOM-009-ENER-1995 [20] is used, with equation (13):

$$T_{sc} = T_{op} - \frac{q_a}{2\pi \cdot K_{insulation}} \cdot \ln \frac{d_a}{d_o} \quad (13)$$

This equation determines if the calculated value is acceptable, by obtaining the calculated surface temperature (T_{sc}) and comparing it with the surface temperature of the insulation, initially assumed for the calculation of losses in the insulated pipes. If T_{sc} is equal to T_{sup} , then the heat losses are acceptable, if T_{sc} is different from T_{sup} then the q_a calculations must be repeated, equaling T_{sc} to T_{sup} , and then the temperatures are compared again. After determining the losses of the insulated pipes, the heat loss due to lack of insulation is determined with equation (14):

$$q_{\text{insulation, lack}} = q_{\text{non-insulated}} - q_{\text{insulated}} \quad (14)$$

3. RESULTS

3.1 Boiler energy efficiency analysis

Table 2 details the results of heat losses after calculating the boiler efficiency, with the objective of finding opportunities for improvement.

Table 2: Steam generator energy efficiency calculation

Heat Losses	Value [%]
L_1	10.41
L_2	7.52
L_3	0.03
L_4	0.21
L_5	0.01
L_6	1.54
η	80.29

It is observed that the highest loss is due to dry combustion gases, with a percentage of 10.41 %, due to the excess of air present in the combustion equal to 15 %,

followed by the loss of hydrogen in the fuel with 7.52 %. The heat loss by radiation and convection is within the parameters, according to Saidur et al. [22], which indicates that these losses represent a maximum value of 2 %. Finally, a boiler efficiency of 80.29 % is obtained, which is a value that can be considered tolerable, although it can also be improved for the type of fuel used, according to Retirado et al. [23].

3.2 Thermal loss analysis of the piping system

The analysis aimed to identify opportunities for improvement by assessing thermal losses in both insulated and non-insulated pipes within the system. The pipes were segmented into six sections, and characteristic geometric values of the pipe system, along with surface temperatures in both insulated and non-insulated pipes, were measured. Surface temperatures ranged from 40 °C for insulated pipes to a maximum of 150 °C for non-insulated pipes values falling within the application range for glass wool as per ASTM C-552 [24] and C-1696 [25]. Table 3 outlines the losses per section, with the total loss calculated at 15.33 kW.

Table 3: Steam generator

Heat Losses [kW]	Boiler to Manifold	Manifold to the kitchen	Manifold to laundry	Manifold to steam autoclave	Manifold to water heater	Manifold to condensate return
In insulated pipes	0.41	0.50	1.52	2.17	0.19	3.19
In uninsulated pipes	0.22	1.31	4.20	0.85	0.17	0.62
Total, in sections	0.63	1.81	5.72	3.02	0.35	3.81
Total, in pipes	15.33					

Fig. 5 presents the actual loss values for the insulated and uninsulated pipes in each section. The current total heat loss of the piping system is 15.33 kW, of which, 7.36 kW is lost in the uninsulated pipes, representing 48 % of the total losses. Currently, the steam system falls outside the parameters defined by the NEC energy efficiency standard regulations [26], as it exceeds the permissible maximum energy loss of 4% attributable to inadequate insulation [27].

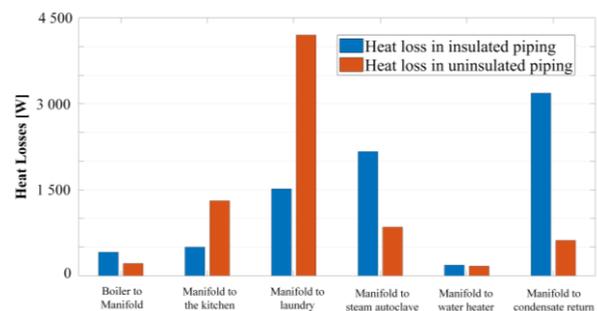


Figure 5: Section losses in insulated and non-insulated pipes



3.3 Steam system efficiency improvements

The piping section from the steam manifold to the kitchen area is made up of two diameters, due to the lack of fittings and piping, identifying a 5 m section with different diameters. It generates greater heat loss, therefore, the effect of unifying the pipe diameter is considered. The analysis is carried out regarding the installation of 19 mm (0.75 in) pipe, of the same diameter as the other pipes in this section. In this manner, a heat loss reduction of 228 W is generated and represents a total annual energy saving of about 2.4 GJ per year, which corresponds to USD 64. Fig. 6 compares the heat loss in the section without unifying the pipe diameter and unifying the diameter, which was calculated considering that the steam distribution system works 8 hours per day, the whole year.

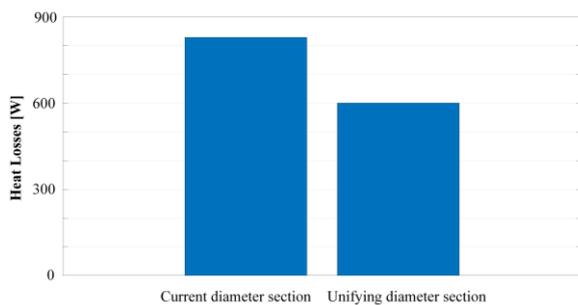


Figure 6: Loss per diameter cross-section

3.4 Insulation of distribution pipeline

For the analysis, it is proposed to install an insulator with the same characteristics as those installed in the insulated pipes. The insulators possess the characteristic of being composed of glass wool material featuring an aluminum coating adhered to it, with insulation thickness ranging from 25 to 33 mm. Through measurements with a thermographic camera, it was determined that these insulation thicknesses guarantee that the surface temperature is within the parameters allowed in Cengel [21], where the surface temperature should not be higher than 60 °C. Fig. 7 shows the effect of insulating the pipe sections without thermal insulation.

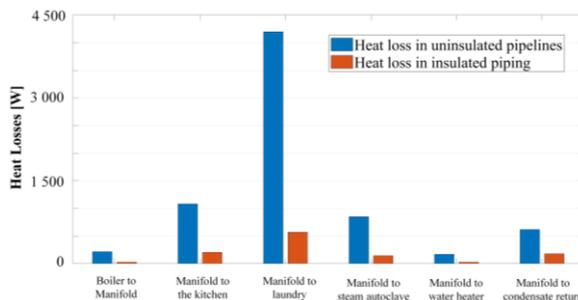


Figure 7: Comparison of thermal losses in distribution pipelines

In the Boiler to Manifold section, there was a loss reduction of 0.19 kW. Next, for the Manifold to the kitchen section, a reduction of 0.88 kW was obtained, in the Manifold to laundry, 3.63 kW, in the Manifold to

steam autoclave section, 0.71 kW, in the Manifold to water heater section, 0.14 kW, and in the Manifold to condensate return section, 0.44 W. All these savings produce a total reduction of 5.99 kW, and represent a total annual energy saving of 62.91 GJ per year, which corresponds to approximately USD 1 672, value that was calculated considering that the distribution system works 8 hours per day during 365 days of the year.

A financial analysis was conducted to assess the project, aiming to determine the necessary investment costs and the anticipated payback time. Hence, the estimated implementation cost for insulating the steam piping system amounts to USD 9.43 per meter. When taking into account the Net Present Value (NPV) and potential savings, the break-even point becomes achievable within 4 months. Beyond this timeframe, the initial investment proves worthwhile, generating additional income. This rapid payoff not only recoups the investment but also generates surplus funds that can be directed toward further investments in hospital machinery and infrastructure. Additionally, an analysis was conducted by implementing pipe diameter standardization. The examination revealed that the investment required to standardize the pipe diameter in the Manifold to kitchen section, covering a distance of 5 m and including the acquisition of necessary pipes and accessories, amounts to USD 47.40. According to NPV calculations, the break-even point for this investment could be realized after 9 months.

4. CONCLUSIONS

The efficiency of the boiler was obtained by calculating the six thermal losses present in the combustion, determining an efficiency of 80 %. The greatest loss is produced by the dry combustion gases, representing 10.41 %, attributed to the excess air that has a presence in the combustion of 15 %. To produce improvements, excess air can be reduced to 10 % by increasing the frequency of burner maintenance. By improving the excess air, the flue gas temperature is also reduced, which was 295 °C, data that were recorded using technological equipment, such as a thermographic camera and gas analyzer. The heat losses of the 6 sections of the system were 15.33 kW, of which 7.36 kW is lost in the uninsulated pipes, representing 48 % of the total thermal losses.

With the unification of the pipe section from the Manifold to the kitchen, a reduction of heat loss from 828 to 600 W is generated. It represents a total annual energy saving of 2.4 GJ per year, which corresponds to approximately USD 64. The thermal insulation of the pipes with glass wool represents a total annual energy saving of 62.91 GJ per year, related to USD 1 672, both scenarios were calculated considering that the system operates 8 hours per day during the 365 days of the year. The expenditure for insulating a 49-meter pipe is USD 462. This cost, factoring in the NPV of the investment and potential savings, leads to the break-even



point being achieved after 4 months. Similarly, for the standardization of the pipe diameter in a 5-meter section, involving the purchase of necessary pipes and fittings at a cost of USD 47.40, the NPV analysis suggests the break-even point could be attained within 9 months. These findings underscore the economic benefits associated with implementing the proposed improvement options.

REFERENCES

- [1] O. Tito-Andrade, "Evaluación de la caldera pirotubular de 150 BHP en la industria lechera FLORALP S.A.," pp. 9–25, 2021.
- [2] J. L. Palacios, A. Peña, and V. Hidalgo, "Técnicas de Gestión Energética en Sistemas de Vapor," *Revista Politécnica Nacional*, vol. 35, no. 3, p. 9, 2015.
- [3] Hernández, E. *Uso de ultrasonidos para mejorar la eficiencia energética*. México, D.F.: UE Systems. 2022.
- [4] Y. Nandanwar, P. Walke, V. Kalbande, and M. Mohan, "Performance improvement of vapour compression refrigeration system using phase change material and thermoelectric generator," *International Journal of Thermofluids*, vol. 18, no. April, p. 100352, 2023, doi: 10.1016/j.ijft.2023.100352.
- [5] P. Mendrela, W. Stanek, and T. Simla, "Thermoeconomic cost – System evaluation of energy-ecological efficiency of hydrogen production from renewable and non-renewable energy resources," *Int J Hydrogen Energy*, Jul. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.06.150.
- [6] C. F. Ocaña-Sánchez, J. M. Mariño-Salguero, and B. Bochtler, "Energy efficiency analysis of the steam distribution system of a hospital," *NAWPAY Revista Técnica Tecnológica*, vol. 2, no. 1, pp. 23–30, 2020, doi: 10.36500/nrtt-v2.n1.2020.04.
- [7] R. Caetano-Barbieri, J. C. Costa-Campos, R. Fernandes Brito, A. Marcos Siqueira, L. J. Minette, and E. J. Acevedo, "Análisis de la Eficiencia Energética de una Caldera Industrial Alimentada por Leña," *Research, Society and Development*, vol. 9, no. 1, pp. 1–20, 2019.
- [8] A. Pérez-Sánchez, Y. Reyes-Betancourt, R. González-De la Cruz, Y. B. Rodríguez-Guerra, and N. Liaño Abascal, "Evaluación del sistema de generación y distribución de vapor de una empresa cárnica," *Scientia et Technica*, vol. 26, no. 1, pp. 82–97, 2021, doi: 10.22517/23447214.24495.
- [9] M. D. Ibrahim, S. A. Najamudin, and S. S. Lam, "Steam System Optimization at Palm Oil Mill: Case Study in Sabah, Malaysia," *Journal of Optimization in Industrial Engineering*, vol. 15, no. 2, pp. 87–97, 2022, doi: 10.22094/joie.2022.1951662.1935.
- [10] Y. Santana Delgado, R. Jiménez Borges, and M. J. Lapidó Rodríguez, "Eficiencia energética en el uso del vapor para la cocción de alimentos," *El Hombre y la Máquina*, vol. 48, no. 0121–0777, pp. 29–36, 2017. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=47849964003>
- [11] Y. Retirado-Mediaceja et al., "Análisis termoenergético del sistema de generación de vapor de una central térmica de 49 MW," *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 3, pp. 87–101, 2020, doi: 10.29019/enfoqueute.v11n3.653.
- [12] R. Suntivarakorn and W. Treedet, "Improvement of Boiler's Efficiency Using Heat Recovery and Automatic Combustion Control System," *Energy Procedia*, vol. 100, pp. 193–197, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.164.
- [13] O. Erbas, "Investigation of factors affecting thermal performance in a coal-fired boiler and determination of thermal losses by energy balance method," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 26, no. 101047, pp. 1–11, 2021, doi: 10.1016/j.csite.2021.101047.
- [14] M. Sagaf, S. Alim, C. Wibisono, and A. Muzakki, "Predicting Boiler Efficiency Deterioration using Energy Balance Method: Case Study in 660 Mw Power Plant Jepara, Central Java, Indonesia," *Journal of Thermal Engineering*, vol. 6, no. 12, pp. 247–256, 2020, doi: 10.18186/THERMAL.821052.
- [15] INAMHI, "Boletín Climatológico Anual," 2022. www.inamhi.gob.ec/boletines-meteorologicos
- [16] The American Society of Mechanical Engineers, "Energy Assessment for Steam Systems," 2009
- [17] V. Rueda, "Auditoría energética a un bloque de aulas en Quito, Ecuador como estrategia de reducción de emisiones de CO2," *Revista Técnica "energía"*, vol. 18, no. 2, pp. 38–47, Jan. 2022, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V18.N2.2022.477.
- [18] W. J. Platzer, "Energy performance assessment method," 1999.
- [19] I. Simbaña, W. Quitiaquez, J. Estupiñán, F. Toapanta-Ramos, and L. Ramírez, "Evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión," *Revista Técnica "energía"*, vol. 19, no. 1, pp. 110–119, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.524.
- [20] UNINET, "Normas Oficiales Mexicanas ENER," 1995

- [21] Y. Cengel and A. Ghajar, *Heat and mass Transfer*, vol. 13, no. 1. 2014.
- [22] R. Saidur, J. U. Ahamed, and H. H. Masjuki, "Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers," *Energy Policy*, vol. 38, no. 5, pp. 2188–2197, May 2010, doi: 10.1016/J.ENPOL.2009.11.087.
- [23] Y. Retirado-Mediaceja, Y. Camaraza-Medina, A. A. Sánchez-Escalona, H. L. Laurencio-Alfonso, M. F. Salazar-Corrales, and C. Zalazar-Oliva, "Thermo-exergetic assessment of the steam boilers used in a cuban thermoelectric facility," *International Journal of Design and Nature and Ecodynamics*, vol. 15, no. 3, pp. 291–298, 2020, doi: 10.18280/ijdne.150302.
- [24] ASTM International, *C552-17e1 Standard Specification for cellular glass*. 2017.
- [25] ASTM International, *C1696-20 Standard guide for industrial thermal insulation systems*. 2020.
- [26] Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI), "NEC Norma Ecuatoriana de la Construcción," *Miduvi*, p. pp 1-48, 2018.
- [27] W. Quitiaquez, J. Estupiñán-Campos, C. Nieto-Londoño, and P. Quitiaquez, "CFD Analysis of Heat Transfer Enhancement in a Flat-Plate Solar Collector/Evaporator with Different Geometric Variations in the Cross Section," *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 15, p. 5755, Aug. 2023, doi: 10.3390/en16155755



Alex Rivera.- He was born in Chimborazo, Ecuador. He received his title of Technologist in Maintenance and Repair of Diesel and Gasoline Engines from the Instituto Superior Tecnológico Carlos Cisneros in 2001, his Engineering Degree in Maintenance Engineering from the Escuela Superior Politécnica de Chimborazo in 2019, and his Master's Degree in Mechanical Engineering Mention Design of Mechanical, Hydraulic, and Thermal Systems from the Universidad Politécnica Salesiana in 2023. His research field focuses on maintenance management.



William Quitiaquez.- He was born in Quito, Ecuador, in 1988. He received his Mechanical Engineering degree from the Universidad Politécnica Salesiana in 2011; a Master's Degree in Energy Management from the Universidad Técnica de Cotopaxi, in 2015; Master of Engineering from the Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, in 2019; Ph.D. in Engineering from the Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, in 2022. He is the coordinator of the Productivity and Industrial Simulation Research Group (GIIPSI) of the Universidad Politécnica Salesiana. His research field is related to Renewable Energy Sources, Thermodynamics, Heat Transfer, and Simulation.



Isaac Simbaña.- He was born in Quito, Ecuador, in 1990. He received his Mechanical Engineering Degree from the Universidad Politécnica Salesiana, in 2018; his Master's Degree in Mathematical Methods and Numerical Simulation in Engineering from the Universidad Politécnica Salesiana in 2022; his Master's Degree in Education from the Universidad Politécnica Salesiana, in 2023. He currently works in the Electromechanical Career at the Instituto Superior Universitario Sucre. His research fields are related to Numerical and Statistical Analysis, as well as Thermodynamics, Manufacturing Processes, Materials Science, and Educational Innovation.



Patricio Quitiaquez.- He was born in Quito in 1969. He received his Mechanical Engineer degree from the Escuela Politécnica Nacional in 2002; and his Master's Degree in Production Management from the Universidad Técnica de Cotopaxi, in 2007. His research field is related to Operations Management, Structural Design, Manufacturing Processes, and Simulation.

Comparative Study of the Efficiency of Rectangular and Triangular Flat Plate Solar Collectors through Finite Element Method

Estudio Comparativo de la Eficiencia de Colectores Solares de Placa Plana Rectangular y Triangular mediante el Método de Elementos Finitos

I. Simbaña¹  0000-0002-3324-3071 W. Quitiaquez²  0000-0001-9430-2082
 P. Cabezas²  0000-0001-5114-6913 P. Quitiaquez²  0000-0003-0472-7154

¹Instituto Superior Universitario Sucre, Grupo de Investigación en Ingeniería Mecánica y Pedagogía de la Carrera de Electromecánica (GIIMPCEM), Quito, Ecuador

E-mail: isimbana@tecnologicosucre.edu.ec

²Universidad Politécnica Salesiana, Grupo de Investigación en Ingeniería, Productividad y Simulación Industrial (GIIPSI), Quito, Ecuador

E-mail: wquitiaquez@ups.edu.ec, ecabezasg@est.ups.edu.ec, rquitiaquez@ups.edu.ec

Abstract

This investigation compared the efficiency of a flat-plate solar collector with triangular and square geometry, by using the finite element method (FEM). The design of the geometries and the utilized parameters for the simulation were obtained from previous publications. SolidWorks was used to model the two collectors, meanwhile, the Fluent module of the ANSYS software was used for the simulation by the FEM. Collectors integrated a pipe of 7 mm internal diameter with a plate thickness of 11 mm; the defined material was aluminum. The experiment was conducted under ambient conditions at a temperature of 20 °C, accompanied by a solar radiation intensity of 1000 W·m⁻². The heat transfer surfaces employed were 61 250 mm² for the triangular collector and 122 500 mm² for the square collector. The quality of the mesh was excellent, obtaining a skewness of 0.2486, with which efficiencies of 62 and 39 % and maximum temperatures of 27 and 25.5 °C were obtained for the triangular and square collectors, respectively. Due to the geometries performing as fins, the temperatures are higher in the corners and, therefore, achieving higher efficiency is impossible.

Index terms— Solar collector, flat-plate, efficiency, FEM.

Resumen

En esta investigación, se comparó la eficiencia de un colector solar de placa plana con geometría triangular y cuadrada, a través del enfoque del método de elementos finitos (FEM, por sus siglas en inglés), se llevó a cabo la simulación. Las geometrías y los parámetros empleados en la simulación fueron extraídos de investigaciones previamente publicadas. Se utilizó el software SolidWorks para el modelado de los dos colectores, mientras que el módulo Fluent del software ANSYS fue utilizado para la simulación por el método FEM. Para los colectores se utilizó una tubería de 7 mm de diámetro interno, con un espesor de placa de 11 mm y de aluminio. Se consideró temperatura ambiente de 20 °C, con una radiación solar de 1000 W·m⁻² y superficies de transferencia de calor 61 250 y 122 500 mm² para el colector triangular y cuadrado, respectivamente. La calidad del mallado fue excelente, alcanzando *skewness* de 0.2486. De esta manera, luego del proceso de simulación se obtuvo eficiencias de 62 y 39 % y temperaturas máximas de 27 y 25.5 °C para el colector triangular y cuadrado, respectivamente. Debido a que las geometrías actúan como aletas, las temperaturas son más altas en las esquinas y por esto no es posible alcanzar mayor eficiencia.

Palabras clave— Colector solar, placa plana, eficiencia, FEM.

Recibido: 31-10-2023, Aprobado tras revisión: 21-12-2023

Forma sugerida de citación: Simbaña, I.; Quitiaquez, W.; Cabezas, P.; Quitiaquez, P. (2024). "Comparative study of the efficiency of rectangular and triangular flat plate solar collectors through finite element method". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 81-89

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.593>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCTION

The existing problems of environmental changes worldwide have been derived from the consumption of fossil fuels, which is the main dominant in the energy matrix worldwide [1]. The elevated consumption has led to a rapid surge in the levels of carbon dioxide (CO₂). This has led to a crisis of distribution, production, and consumption of energy, causing the scarcity of this fossil resource [2]. To mitigate the effects of environmental changes, the International Atomic Energy Agency (IAEA) and the Kyoto Protocol have proposed the use of renewable sources, which is accepted by developed countries [3]. This suggestion has spurred the development of fresh concepts involving the implementation of inventive prototypes aimed at alleviating the repercussions of high-consumer demand of fossil resources. [4].

Solar energy is the world's most abundant energy resource, provided by nature providing clean energy [5]. The photovoltaic cell converts solar energy into electricity through the use of doped semiconductors [6]. Extensive literature exists on the characterization of the cell or solar cell, as outlined below. The application of solar collectors has been evolving by proposing new models, such as Ion et al. [7] presented, a new flat plate thermal solar collector for the integration of facades. The numerical analysis considered a triangular geometry collector, modeling it in SolidWorks as design software and ANSYS to identify deformation and stagnation points. Three solar collectors with absorber plates in black, green, and orange hues were produced, yielding efficiencies of 55, 42, and 35 %, respectively.

The numerical and experimental investigation of a triangular storage collector was carried out by Ahmed [8]. As collectors are suitable devices for use in heating water, they are applied for domestic and industrial purposes. Andrade et al. [9] developed a systematic investigation for hours in the summer and winter seasons with and without a hot water outlet. Their experimental results showed that the efficiency during winter and summer at maximum temperatures was 48.7 % at 65 °C and 62.2 % at 70 °C, respectively. Moss et al. [10] affirm that collectors must be designed to be used in cold conditions, on cloudy days, or with high supply temperatures, to achieve maximum efficiency. The authors have deduced that the enhanced efficiency of solar collectors is attributed to the decrease in internal pressure, necessitating values below 0.5 Pa.

When comparing the efficiency of a solar collector based on ANSYS Fluent results with experimental data, it becomes evident that the inflow into the storage collector should occur at the bottom of the coldest section. Simultaneously, the outflow from the storage collector should be positioned at the top of the collector's coldest section [11]. By considering the literature review carried out and that has been taken as a reference, for the development of this investigation, Table 1 presents a

brief description of the most relevant publications, which used a flat-plate solar collector.

Table 1: Investigations carried out on flat collectors

Parameter	Efficiency [%]	Water as the working fluid	Coating	Max. Temp. [°C]
Ion et al. [7]	55	X	X	80
Ahmed [8]	62.2			
Moss et al. [10]			X	
Fathabadi [12]	74.9	X		
Saffarian et al. [13]		X		
Müller et al. [14]		X	X	16.5
Fan et al. [15]	69.4	X		

The aim of this work is the geometric comparison between triangular and square solar collectors. For this, the obtained data, the efficiencies, and the maximum temperatures were contrasted, which can be reached with the constant solar irradiation flow of 1 000 W·m⁻². This document is organized as described below, Materials and Methods present the parameters of each collector, as well as the mathematical modeling necessary to support the investigation. In Results, the obtained graphs for each geometry with the simulation software are compared. Finally, in the Conclusions, the obtained results are discussed and the presented information is summarized.

2. MATERIALS AND METHODS

2.1 Conceptualization of the design

Solar collectors are mechanisms used to gather, impregnate, and transfer solar energy to a fluid, which can be water or air. They can also be utilized to heat water, for heating systems, or heating swimming pools [16]. Among the types of renewable energy, solar is very prominent, due to the use of photovoltaic cells and collectors to produce electricity and water heating, respectively, in industrial processes or integrated systems of homes [17]. Solar collectors are used for various applications and different utilities, trying to take better advantage of the use of solar energy. Therefore, a different geometry of a solar collector is proposed, considering the design presented by Ion et al. [7]. Fig. 1a shows a triangular solar collector, to compare the efficiencies against a square collector, as shown in Fig. 1b.

The central body consists of an aluminum cavity that will be located under the absorbent plate of the collector through which water, as working fluid, will circulate. Fig. 2 shows the cross-section used for both geometrics, where the absorber plate contained in a box is displayed.



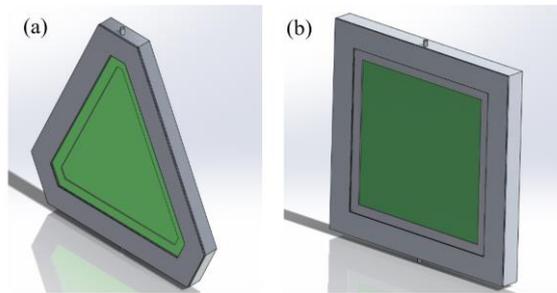


Figure 1: Solar collector (a) triangular, (b) square

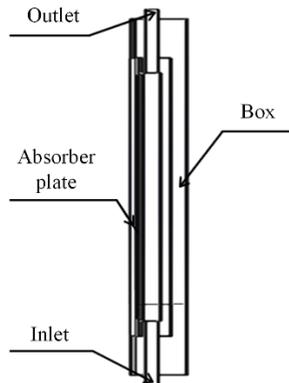


Figure 2: Collector cross-section

The central body consists of an aluminum cavity that will be located under the absorbent plate of the collector through which water, as working fluid, will circulate. Being made of corrosion-resistant aluminum material, it will allow hot water to be used for any need that the user requires. When used for the facades of buildings or houses, coatings must be placed to obtain an architectural design. For the joining and sealing elements, rubber is applied between the aluminum cavities and the absorbent plate [18]. The design needs to use not very thick absorber plates to take advantage of the heat transfer to the fluid since thick plates absorb a lot of heat and not all of this heat is transferred to the fluid [19].

2.2 Solar thermal collector model

The triangular and square collector models were designed in SolidWorks, resembling the measurements in the article by Ion et al. [7]. The simulation was carried out in ANSYS Fluent, in which, the input conditions are presented in Table 2.

Table 2: Parameters utilized in the simulation

Parameter	Symbol	Units	Value
Tilt angle	β	-	0
Ambient temperature	T_a	°C	20
Absorber plate thermal conductivity	k	$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$	237
Specific flow rate	\dot{m}	$kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-1}$	0.02
Absorber plate emissivity	ϵ_p	-	0.115
Absorber plate temperature	T_p	°C	20 - 100
Solar irradiation	G	$W \cdot m^{-2}$	1000

For the design of the collectors, both triangular and square, only the geometry sketch was considered. It allows to parameterize the simulation and obtain the required results. The velocity was determined in relation to a specific flow rate of $0.02 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ and irradiance ranging from 800 to $900 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ [7]. Under these conditions, there is a favorable trend towards elevating the temperature from $20 \text{ }^\circ\text{C}$ to approximately $60 \text{ }^\circ\text{C}$.

In Fig. 3, the schematic of the triangular solar collector is depicted, with the water inlet marked in blue at a temperature of $20 \text{ }^\circ\text{C}$. The central section of the collector corresponds to the region where the working fluid will circulate. At the top, there is the outlet of the working fluid that has been heated. The proposed square solar collector also complies with the same schematic characteristics as the triangular solar collector.

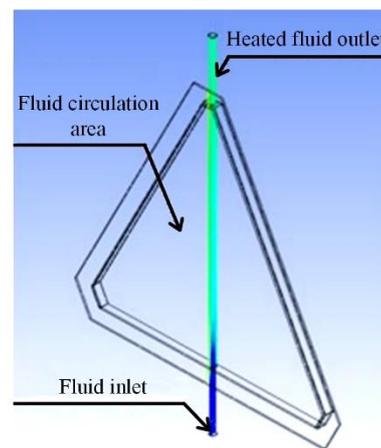


Figure 3: Triangular solar collector scheme

Table 3 details the parameters that both triangular and square solar collectors share, with similar characteristics.

Table 3: Characteristics of triangular and square solar collectors

Characteristics	Triangular	Square
Length [mm]	350	350
Height [mm]	350	350
Pipe diameter [mm]	7	7
Transfer area [mm^2]	61 250	122 500
Distance of the inlet pipe [mm]	80	80
Width [mm]	11	11
Material	Aluminum	Aluminum

2.3 Mathematical modeling of the flat-plate solar collector

In flat-plate solar collectors, regardless of geometry, the amount of solar radiation absorbed by the collector is an important factor [12]. The received solar heat (Q_{in}) for a flat plate collector is expressed with equation (1):

$$Q_{in} = A_c \cdot G \quad (1)$$

Where A_c is the collector area and G is the solar irradiation. Equation (2) is employed to calculate the

useful heat (Q_u) within the solar collector, considering the circulation of the working fluid within the collector, as detailed by Diez et al. [20]:

$$Q_u = A_c \cdot \dot{m} \cdot c_p (T_{out} - T_{in}) \quad (2)$$

Where \dot{m} is the mass Flow rate, c_p is the specific heat for water, T_{out} and T_{in} are the water temperature at the inlet and outlet, respectively. The global coefficient of heat loss (U_L) is a variable taken into account during the design phase of solar collectors. Anca et al. [21] have used equation (3), which expresses the sum of the loss coefficients:

$$U_L = U_t + U_b + U_e \quad (3)$$

The higher loss coefficient (U_t) is obtained in the glazing due to the convection of heat and radiation that takes place in the absorber plate and as the radiation loss from the external glass plate to the environment. Wang et al. [22] use equation (4):

$$U_t = \left(\frac{1}{h_{c,p-c} + h_{r,p-c}} + \frac{1}{h_w + h_{r,c-a}} \right)^{-1} \quad (4)$$

The convective heat coefficient ($h_{c,p-c}$) from the cover glass and absorber plate can be calculated by Deshmukh et al. [23] from equation (5):

$$h_{c,p-c} = N_u \cdot \frac{k}{L} \quad (5)$$

Where L is the characteristic length and k is the thermal conductivity of the material. The Nusselt number (N_u) can be determined based on the Rayleigh number and the inclination angle, ranging from 0 to 75° taking into account its operation in a natural convection [24], through the application of equation (6):

$$N_u = 1 + 1.44 \cdot \left[1 - \frac{1708(\sin 1.8 \cdot \beta)^{1.6}}{Ra \cdot \cos \beta} \right] \cdot \left[1 - \frac{1708}{Ra \cdot \cos \beta} \right] \cdot \left[\left(\frac{Ra \cdot \cos \beta}{5830} \right)^{\frac{1}{3}} - 1 \right] \quad (6)$$

Where β is the Coefficient of thermal expansion. The Rayleigh number (R_a) is calculated by Robles-Campos et al. [25] by applying equation (7):

$$R_a = \frac{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot L^3}{n} \quad (7)$$

Where g is gravity. The radiation coefficient from the absorber plate to the cover ($h_{r,p-c}$) is derived using the equation (8):

$$h_{r,p-c} = \frac{\sigma \cdot (T_p^2 + T_c^2) \cdot (T_p + T_c)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_c} - 1} \quad (8)$$

Where ε is the emissivity. For the calculation of the radiation coefficient of the outer cover ($h_{r,c-a}$), Gunjo et al. [26] applied equation (9):

$$h_{r,c-a} = \varepsilon_c \cdot \sigma \cdot (T_p^2 + T_c^2) \cdot (T_p + T_c) \quad (9)$$

The background loss coefficient caused by heat conduction (U_b) is calculated with equation (10):

$$U_b = \frac{k_b}{L_b} \quad (10)$$

Mustafa et al. [27] calculated the border loss coefficient (U_e) due to heat conduction by using equation (11):

$$U_e = \frac{(U \cdot A) \cdot \varepsilon}{A} \quad (11)$$

To obtain the efficiency of the collectors, the following relationships are applied [28]. Equation (12) allows to obtain the thermal power (\dot{Q}) of heat output from the collector, which is expressed as follows:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in}) \quad (12)$$

Finally, the relation of the equation (13) has been used by Xu et al. [29] for the direct calculation of the efficiency of the solar collector:

$$\eta = \frac{\dot{Q}}{G} \cdot 100\% \quad (13)$$

2.4 ANSYS Software Equations

2.4.1 Energy

Quitiaquez et al. [30] conceptualize that the most important and powerful scientific laws are the conservation laws, in which, energy is a constant that is conserved in the universe. Therefore, it is declared that energy is neither created nor destroyed, it is only transformed. Equation (14) expresses the energy conservation equation to carry out a steady-state thermal analysis [31]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \cdot E) + \nabla \cdot (\vec{u}(\rho \cdot E \cdot P)) = \nabla \cdot [\lambda \text{eff} \cdot \nabla T - \Sigma h_k \cdot J_k] + S_E \quad (14)$$

2.4.2 Energy Radiation

Solar energy represents an essentially limitless source of power, serving as a foundation for the creation of projects centered around this renewable alternative. This type of analysis considers radiative heat transfer, which is the transfer of thermal energy via electromagnetic waves. Mohamad et al. [32] articulated the representation of solar radiation in equation (15):

$$\nabla \cdot (I(\vec{r}, \vec{s})\vec{s}) + (a + \sigma_s) \cdot I \cdot (\vec{r}, \vec{s}) = an^2 \cdot \frac{\sigma \cdot T^4}{\pi} + \frac{\sigma_s}{4\pi} \cdot \int_0^{4\pi} I \cdot (\vec{r}, \vec{s}) \cdot \Phi \cdot (\vec{r}, \vec{s}) \cdot d\Omega \quad (15)$$

Where \vec{r} and \vec{s} represents the position and direction vectors, a and σ_s are the absorption scattering coefficients, respectively. I is the solar intensity, n is the refractive index, T is the ambient temperature and Ω is the solid angle. And for heat transfer by radiation, the Stefan-Boltzmann constant (σ) is $5.669 \times 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$.

2.5 Meshing

The finite element method allows the structural model to be perfected, creating an iteration process by applying a level of precision that ensures adequate convergence of the process. If the guarantee of this process is not

adequate, the quality of the results in the analysis of the design will be poor, granting a convergence of the non-optimal solution [33].

The mesh metric presents the information of nodes and elements, hence, the selection of a good mesh quality provides a better accuracy in the convergence of the solution in the simulation. For an excellent mesh, it is found in the values of 0 to 0.25 and for a lousy mesh surrounds the range of 0.98 to 1.00 [34]. Based on the aforementioned parameters and selecting a method of dominant tetrahedra, the metric of the triangular and square solar collector designs is performed by a selection of the mesh that is approximately in a range of 0.2486. Fig. 4a and Fig. 4b presents the discretization for the triangular and square collectors, respectively.

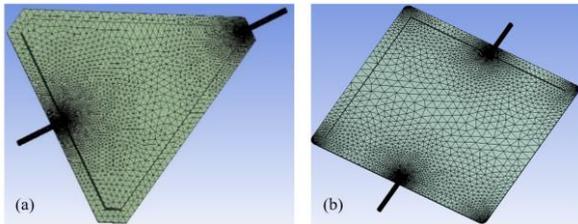


Figure 4: Mesh of solar collectors (a) triangular, (b) square

3. RESULTS

Fig. 5a and Fig. 5b present the temperature contours, therefore, it is possible to predict the behavior that the collectors will have throughout the increase in the flow of solar irradiation. The fluid initiates with an inlet temperature of approximately 20 °C, and the outlet temperature is monitored as the fluid exits the collectors.

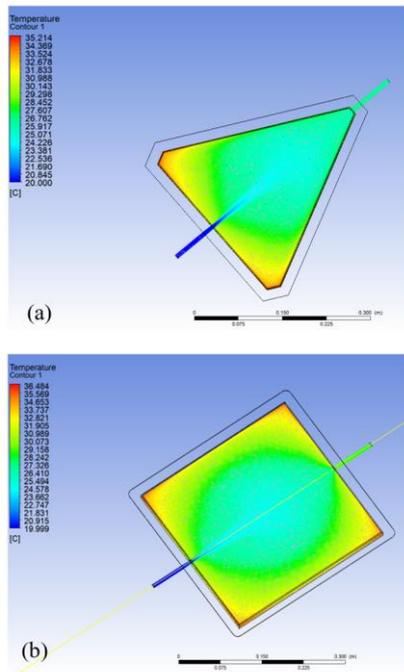
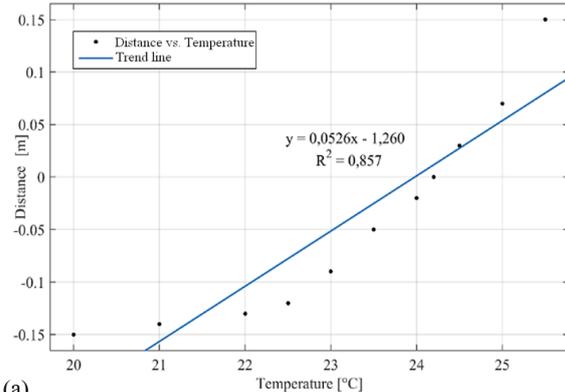
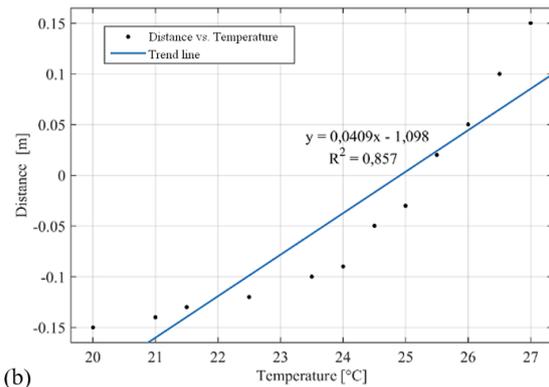


Figure 5: Heat distribution of solar collectors (a) triangular, (b) square

In Fig. 6a, the temperature trend graph of the working fluid originates at 20 °C, tracing the path of the triangular collector until it reaches an outlet temperature of 25.5 °C. Similarly, in the square solar collector illustrated in Fig. 6b, the identical trend line is apparent, albeit with the distinction that the working fluid's outlet temperature is 27 °C. Consequently, when compared to the temperature of the triangular collector, a notable difference is evident between the two geometries.



(a)



(b)

Figure 6: Working fluid temperature along the solar collectors (a) triangular, (b) square

The trend lines illustrate a proportional relationship between temperature and distance. Consequently, the forecast includes the maximum temperature that the working fluid is anticipated to reach based on the solar irradiation flux and the heat transfer area of each collector. The linear correlation coefficient R^2 serves as an indicator of the model's fit [35] and in the simulation, the obtained data exhibits a value of 85 %, signifying the proportion of variability in temperature increase relative to the distance covered by the working fluid. This figure suggests a reasonably acceptable reliability in the correlation between the data.

The calculation of the efficiency, equations (13) and (14) are applied, in which the thermal power of the collectors is calculated. It describes a tendency of the efficiency as a function of the temperature. Fig. 7a illustrates the performance of the triangular collector, depicting the efficiency trend. The highest efficiency is achieved at a maximum temperature of 62 %, occurring



at 25.5 °C. The square collector had an efficiency of 39 % at 27 °C and a cause for this very high variation in efficiency and temperature could be due to the geometry of each collector, as shown in Fig. 7b. The heat transfer areas of the absorber plate of both the square collector and the triangular collector are wider.

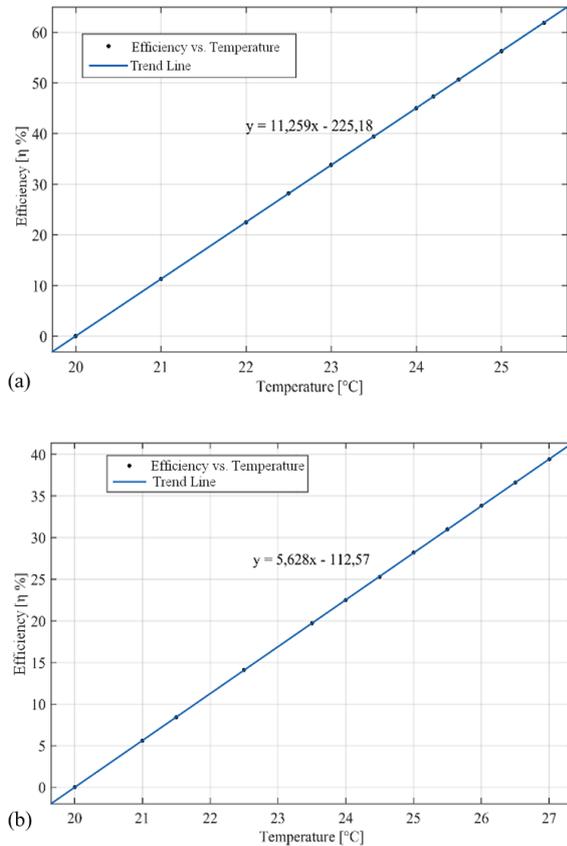


Figure 7: Working fluid temperature along the solar collectors (a) triangular, (b) square

The designs put forth in this research were developed by considering the geometry of an actual rectangular solar collector, which served as the basis for subsequent modifications. Moldovan et al. [36] conducted CFD simulations aimed at optimizing the efficiency of a triangular solar collector, taking layer thickness into account. They achieved an average efficiency of 55 %, and with a mass flow of $0.01 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$ and a 5 mm thickness, the maximum efficiency reached 66.12 %. Similarly, Noghrehabadi et al. [37] explored the efficiency of a square solar collector using both water and a nanofluid with silicon oxide as working fluids. The incorporation of nanofluid significantly enhanced the collector's efficiency, exceeding 50 %, while the use of water resulted in efficiency variations between 30 and 50 %, considering variations in mass flow and incident solar radiation. The efficiency outcomes for the proposed geometries align with those found in the literature, validating their credibility. However, further investigation is warranted to optimize the design, taking into consideration a more in-depth analysis of other variables associated with efficiency.



Fig. 8 presents the comparison of the efficiencies between both solar collectors that start from the same temperature of 20 °C. The efficiency of the solar collectors changes as the temperature increases, reaching a great difference in efficiency of 23 % between the collectors. The efficiency of the triangular solar collector closely mirrors the efficiency of the model introduced by Ion et al. [7], the first one to propose a collector with these characteristics. A triangular solar collector may potentially exhibit higher efficiency owing to its capacity to capture solar radiation from broader angles throughout the day, particularly at varying latitudes. Moreover, the triangular geometry can provide a larger surface area for absorption in a specific orientation when compared to a square collector. Comprehensive evaluations through computational simulations and experimental tests are essential to assess and compare the efficiency of various solar collector geometries in specific contexts.

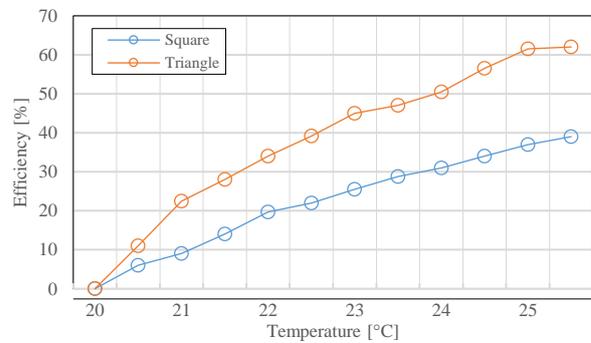


Figure 8: Comparison of the efficiencies of the triangular and square solar collectors

4. CONCLUSIONS

The efficiency comparison of the triangular and square solar collectors was analyzed. Modeling was designed in SolidWorks and simulations were carried out in ANSYS Fluent, obtaining a mesh skewness of 0.2486. The triangular collector demonstrates notable efficiency in converting solar radiation into usable heat, with 62 % of the incident radiation being effectively converted into thermal energy. In contrast, the square solar collector exhibits a lower efficiency, signifying a less effective conversion of only 39% of the incident solar radiation into thermal energy. Temperature reaches maximum values for square and triangular solar collectors of 27 and 25.5 °C, respectively. The material utilized for the design of the solar collectors is aluminum which has a high thermal conductivity. Finally, the collector behavior was analyzed with a color scale figure, which shows that higher temperatures tend to concentrate in the corners of the collectors. Therefore, a certain amount of heat will be discarded and for this reason, it is not possible to have higher levels of efficiency. Attaining an optimal design that maximizes the capture of solar radiation while minimizing thermal losses can pose challenges, and the process of optimization frequently demands a thorough, application-specific strategy.

5. REFERENCES

- [1] P. Zeppini and J. C. J. M. van den Bergh, "Global competition dynamics of fossil fuels and renewable energy under climate policies and peak oil: A behavioural model," *Energy Policy*, vol. 136, p. 110907, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110907>.
- [2] V. A. Ballesteros-Ballesteros and A. P. Gallego-Torres, "Modelo de educación en energías renovables desde el compromiso público y la actitud energética," *Revista Facultad de Ingeniería*, vol. 28, no. 52, pp. 27–42, Jun. 2019, doi: [10.19053/01211129.v28.n52.2019.9652](https://doi.org/10.19053/01211129.v28.n52.2019.9652).
- [3] S. F. Razmi, B. Ramezani Bajgiran, M. Behname, T. E. Salari, and S. M. J. Razmi, "The relationship of renewable energy consumption to stock market development and economic growth in Iran," *Renew Energy*, vol. 145, pp. 2019–2024, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.166>.
- [4] J. E. Camacho-Quintana, J. E. Salamanca-Céspedes, and A. P. Gallego-Torres, "Induction Generator Characterization for a Medium and Low Wind-Power Generator," *Revista Facultad de Ingeniería*, vol. 29, no. 54, 2020, doi: [10.19053/01211129.v29.n54.2020.10900](https://doi.org/10.19053/01211129.v29.n54.2020.10900).
- [5] A. A. Adenle, "Assessment of solar energy technologies in Africa-opportunities and challenges in meeting the 2030 agenda and sustainable development goals," *Energy Policy*, vol. 137, p. 111180, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111180>.
- [6] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.riai.2012.05.010>.
- [7] I. Visa, M. Moldovan, and A. Duta, "Novel triangle flat plate solar thermal collector for facades integration," *Renew Energy*, vol. 143, pp. 252–262, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.021>.
- [8] O. K. Ahmed, "A numerical and experimental investigation for a triangular storage collector," *Solar Energy*, vol. 171, pp. 884–892, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.097>.
- [9] A. X. Andrade Cando, W. Quitiaquez Sarzosa, and L. F. Toapanta, "CFD Analysis of a solar flat plate collector with different cross sections," *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 2, pp. 95–108, Apr. 2020, doi: [10.29019/enfoque.v11n2.601](https://doi.org/10.29019/enfoque.v11n2.601).
- [10] R. Moss, S. Shire, P. Henshall, F. Arya, P. Eames, and T. Hyde, "Performance of evacuated flat plate solar thermal collectors," *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 8, pp. 296–306, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.09.003>.
- [11] M. H. Alkhafaji, B. Freegah, and M. H. Alhamdo, "Effect of riser-pipe cross section and plate geometry on the solar flat plate collector's thermal efficiency under natural conditions," *Journal of Engineering Research*, Jul. 2023, doi: [10.1016/J.JER.2023.100141](https://doi.org/10.1016/J.JER.2023.100141).
- [12] H. Fathabadi, "Novel low-cost parabolic trough solar collector with TPCT heat pipe and solar tracker: Performance and comparing with commercial flat-plate and evacuated tube solar collectors," *Solar Energy*, vol. 195, pp. 210–222, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.057>.
- [13] M. R. Saffarian, M. Moravej, and M. H. Doranehgard, "Heat transfer enhancement in a flat plate solar collector with different flow path shapes using nanofluid," *Renew Energy*, vol. 146, pp. 2316–2329, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.081>.
- [14] S. Müller, F. Giovannetti, R. Reineke-Koch, O. Kastner, and B. Hafner, "Simulation study on the efficiency of thermochromic absorber coatings for solar thermal flat-plate collectors," *Solar Energy*, vol. 188, pp. 865–874, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.064>.
- [15] M. Fan et al., "A comparative study on the performance of liquid flat-plate solar collector with a new V-corrugated absorber," *Energy Convers Manag*, vol. 184, pp. 235–248, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.044>.
- [16] W. Quitiaquez et al., "Análisis del rendimiento termodinámico de una bomba de calor asistida por energía solar utilizando un condensador con recirculación," *Revista Técnica "energía"*, vol. 16, no. 2, pp. 111–125, Jan. 2020, doi: [10.37116/REVISTAENERGIA.V16.N2.2020.358](https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V16.N2.2020.358).
- [17] I. Reinier et al., "The Selection of a Solar Collector to Increase the Temperature of the Water Supply to the Steam Generator at the University of Cienfuegos. [Online]. Available: <http://rus.ucf.edu/cu/>
- [18] N. H. Abu-Hamdeh, A. Khoshaim, M. A. Alzahrani, and R. I. Hatamleh, "Study of the flat plate solar collector's efficiency for sustainable and renewable energy management in a building by a phase change material: Containing paraffin-wax/Graphene and Paraffin-wax/graphene oxide carbon-based fluids," *Journal of Building Engineering*, vol. 57, p. 104804, Oct. 2022, doi: [10.1016/J.JOBE.2022.104804](https://doi.org/10.1016/J.JOBE.2022.104804).

- [19] E. Bellos and C. Tzivanidis, "A detailed investigation of an evacuated flat plate solar collector," *Appl Therm Eng*, vol. 234, p. 121334, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2023.121334.
- [20] F. J. Diez, L. M. Navas-Gracia, A. Martínez-Rodríguez, A. Correa-Guimaraes, and L. Chico-Santamarta, "Modelling of a flat-plate solar collector using artificial neural networks for different working fluid (water) flow rates," *Solar Energy*, vol. 188, pp. 1320–1331, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.07.022>.
- [21] I. Visa et al., "Design and experimental optimisation of a novel flat plate solar thermal collector with trapezoidal shape for facades integration," *Appl Therm Eng*, vol. 90, pp. 432–443, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.026>.
- [22] D. Wang et al., "Comparative analysis of heat loss performance of flat plate solar collectors at different altitudes," *Solar Energy*, vol. 244, pp. 490–506, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.SOLENER.2022.08.060.
- [23] K. Deshmukh, S. Karmare, and P. Patil, "Experimental investigation of convective heat transfer performance of TiN nanofluid charged U-pipe evacuated tube solar thermal collector," *Appl Therm Eng*, vol. 225, p. 120199, May 2023, doi: 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2023.120199.
- [24] M. Carmona and M. Palacio, "Thermal modelling of a flat plate solar collector with latent heat storage validated with experimental data in outdoor conditions," *Solar Energy*, vol. 177, pp. 620–633, Jan. 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2018.11.056.
- [25] H. R. Robles-Campos, B. J. Azuaje-Berbecí, C. J. Scheller, A. Angulo, and F. Mancilla-David, "Detailed modeling of large scale photovoltaic power plants under partial shading conditions," *Solar Energy*, vol. 194, pp. 485–498, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2019.10.043.
- [26] D. G. Gunjo, V. K. Yadav, D. K. Sinha, I. E. Elseesy, G. M. Sayeed Ahmed, and M. A. H. Abdelmohimen, "Development and performance evaluation of solar heating system for biogas production process," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 39, p. 102438, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.CSITE.2022.102438.
- [27] J. Mustafa, S. Alqaed, and R. Kalbasi, "Challenging of using CuO nanoparticles in a flat plate solar collector- Energy saving in a solar-assisted hot process stream," *J Taiwan Inst Chem Eng*, vol. 124, pp. 258–265, Jul. 2021, doi: 10.1016/J.JTICE.2021.04.003.
- [28] J. J. Fiuk and K. Dutkowski, "Experimental investigations on thermal efficiency of a prototype passive solar air collector with wavelike baffles," *Solar Energy*, vol. 188, pp. 495–506, Aug. 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2019.06.030.
- [29] R. J. Xu, Y. Q. Zhao, H. Chen, Q. P. Wu, L. W. Yang, and H. S. Wang, "Numerical and experimental investigation of a compound parabolic concentrator-capillary tube solar collector," *Energy Convers Manag*, vol. 204, p. 112218, Jan. 2020, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2019.112218.
- [30] W. Quitiaquez, J. Estupiñán-Campos, C. Nieto-Londoño, and P. Quitiaquez, "CFD Analysis of Heat Transfer Enhancement in a Flat-Plate Solar Collector/Evaporator with Different Geometric Variations in the Cross Section," *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 15, p. 5755, Aug. 2023, doi: 10.3390/en16155755.
- [31] I. Simbaña, W. Quitiaquez, J. Estupiñán, F. Toapanta-Ramos, and L. Ramírez, "Evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión," *Revista Técnica "energía,"* vol. 19, no. 1, pp. 110–119, Jul. 2022, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V19.N1.2022.524.
- [32] S. T. Mohammad, H. H. Al-Kayiem, M. A. Aurybi, and A. K. Khelif, "Measurement of global and direct normal solar energy radiation in Seri Iskandar and comparison with other cities of Malaysia," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 18, p. 100591, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.csite.2020.100591>.
- [33] E. Nadal, J. J. Ródenas, E. M. Sánchez-Orgaz, S. López-Real, and J. Martí-Pellicer, "Sobre la utilización de códigos de elementos finitos basados en mallados cartesianos en optimización estructural," *Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería*, vol. 30, no. 3, pp. 155–165, 2014, doi: 10.1016/j.rimni.2013.04.009.
- [34] J. G. Ardila-Marín, D. A. Hincapié-Zuluaga, and J. A. Sierra-del-Río, "Independencia de malla en tubos torsionados para intercambio de calor: caso de estudio," *Revista de la Facultad de Ciencias*, vol. 5, no. 1, pp. 124–140, Jan. 2016, doi: 10.15446/rev.fac.cienc.v5n1.54231.
- [35] J. Manuel Rachel Him, L. A. Ortega, and J. Manuel González, "Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler, y su efecto en la economía de Panamá," 2019.
- [36] M. Moldovan, I. Rusea, and I. Visa, "Optimising the thickness of the water layer in a triangle solar thermal collector," *Renew Energy*, vol. 173, pp. 381–388, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.03.145.

- [37] A. Noghrehabadi, E. Hajidavaloo, and M. Moravej, "Experimental investigation of efficiency of square flat-plate solar collector using SiO₂/water nanofluid," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 8, pp. 378–386, Sep. 2016, doi: 10.1016/J.CSITE.2016.08.006.



Isaac Simbaña.- He was born in Quito, Ecuador, in 1990. He received his Mechanical Engineering degree from the Universidad Politécnica Salesiana, in 2018; his Master's Degree in Mathematical Methods and Numerical Simulation in

Engineering from the Universidad Politécnica Salesiana in 2022; his Master's Degree in Education from the Universidad Politécnica Salesiana, in 2023. He currently works in the Electromechanical Career at the Instituto Superior Universitario Sucre. His research fields are related to Numerical and Statistical Analysis, as well as Thermodynamics, Manufacturing Processes, Materials Science, and Educational Innovation.



William Quitiaquez.- He was born in Quito, Ecuador, in 1988. He received his Mechanical Engineering degree from the Universidad Politécnica Salesiana in 2011; a Master's in Energy Management from the Universidad Técnica de Cotopaxi, in 2015;

Master of Engineering from the Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, in 2019; Ph.D. in Engineering from the Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, in 2022. He is the coordinator of the Productivity and Industrial Simulation Research Group (GIIPSI) of the Universidad Politécnica Salesiana. His research field is related to Renewable Energy Sources, Thermodynamics, Heat Transfer, and Simulation.



Patricio Cabezas.- He was born in Quito, Ecuador and received his degree in Mechanical Engineering in 2021. He has worked in the position of QA/QC technician, and he has Certification as an Inspector in visual methods and penetrating inks Level II by the American

Association of Non-Destructive Testing (ASNT) in 2023. He is a member of the Association for Materials Protection and Performance (AMPP) and he is certified under the coatings inspector program as Basic Coating Inspector Certification Level I (CIP). His areas of interest are welding and industrial coatings.



Patricio Quitiaquez.- He was born in Quito in 1969. He received his Mechanical Engineer degree from the Escuela Politécnica Nacional in 2002; and his Master's Degree in Production Management from the Universidad Técnica de Cotopaxi, in 2007. His research field is related

to Operations Management, Structural Design, Manufacturing Processes, and Simulation.

Parameters for the Grinding Process in Vertical Mills Using Optimization Methods

Parámetros para el Proceso de Molienda en Molinos Verticales Usando Métodos de Optimización

J. Paredes¹
 0009-0002-2256-3018
J. Cepeda¹
 0000-0002-2488-6796
J. Lozada²
 0009-0009-0016-0913
¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, EcuadorE-mail: jorge.paredes01@epn.edu.ec ; jaime.cepada@epn.edu.ec³Unión Cementera Nacional, Riobamba, EcuadorE-mail: jlozada@ucem.com.ec

Abstract

Vertical roller mills, (VRM), are widely used for grinding raw materials in factories engaged in the extraction and processing of minerals. Any machine used for grinding or crushing consumes around 30 to 40% of the energy of a factory. The loading pressure, table rotation speed, moisture content, outlet temperature and pressure rollers are variables that can be controlled to decrease the specific energy consumption Ecs. This paper poses an optimization problem in order to reduce the energy consumption of a VRM used to produce cement and to find the optimal parameters of the operating variables. Several packages are used to solve the nonlinear programming problem, with very good results in terms of accuracy and speed of convergence, but those provided by the Pyomo package are used because it obtains more accurate results. Comparing the result of the objective function with the energy consumption of a well-known cement company in Ecuador, it is concluded that the optimized parameters are able to reduce by 25% the energy consumption guaranteeing a minimum production of 2200 tons of cement per day, so the model is correctly validated.

Index terms— efficiency, grinding process, optimization, vertical mill.

Resumen

Los molinos verticales de rodillos (VRM), son máquinas muy utilizadas para moler materia prima en fábricas dedicadas a la extracción y procesamiento de minerales. Cualquier máquina ocupada para moler o triturar consume alrededor del 30 o 40% de la energía de una fábrica. La presión de carga, la velocidad de rotación de la mesa, el contenido de humedad, temperatura de salida del molino y presión de los rodillos son variables que se pueden controlar para disminuir el consumo de energía específica (Ecs). Este trabajo plantea un problema de optimización con el fin de reducir el consumo energético de un VRM utilizado para producir cemento y encontrar los parámetros óptimos de las variables de operación. Se utilizan varios paquetes para resolver el problema de programación no lineal, obteniendo resultados muy buenos respecto a la precisión y velocidad de convergencia, pero se usan aquellos proporcionados por el paquete Pyomo ya que obtienen resultados más exactos. Comparando el resultado de la función objetivo con el consumo energético de una empresa cementera en Ecuador se concluye que los parámetros optimizados son capaces de reducir en un 25% el consumo energético garantizando una producción mínima de 2200 toneladas de cemento diarias por lo que el modelo se valida correctamente.

Palabras clave — eficiencia, proceso de molienda, optimización, molino vertical.

Recibido: 15-09-2023. Aprobado tras revisión: 15-12-2023

Forma sugerida de citación: Paredes, J.; Cepeda, J.; Lozada, J.; "Parameters for the Grinding Process in Vertical Mills Using Optimization Methods". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 90-97

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.594>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCTION

Minning is an economic activity that has been growing since the beginning of the 20th century. From 1920 to 2018 the rate of exploitation of each mineral has varied from 1.48% to 7.3% measured in megatons (Mt) [1]. Since the end of the 1990s, mineral exploitation has advanced at a much higher rate than in previous years, which has caused an accelerated depletion of mineral resources [2]. Among the largest industries that make use of the exploited minerals, metallurgy, oil and cement can be named. The cement industry complies with providing the main material for construction, which is cement and which has been key to the process of human civilization [3].

For the cement grinding process, two machines can be used, which are: a ball mill or a VRM vertical roller mill. The ball mill makes use of grinding bodies and they have been the main tool for more than 100 years, although they have a low efficiency, while the vertical mills are much more modern tools that are capable of saving between 45 to 70% of the power consumed [4].

It is important to know that the cement classification process in a VRM can be carried out by air sweep or by overflow the use of the overflow model suggests more energy savings than the sweep model, however it is useless in certain conditions operation (VRM motor at full load or rater load pressure) such as particle size, moisture or hardness [5]. This directly influences energy consumption and the characteristics and quality of the cement.

Some methods to improve the grinding process vary one parameter at a time such as the loading force, the rate of revolution or the fractional filling [6]. Some studies also try to predict energy consumption taking into account the characteristics of the material to be ground in the VRM [7]. An energy and exergy analysis are used to compare the ball mill and the VRM, finding that the VRM is more efficient and consumes less energy, maintaining the quality parameters of the product, so its use is recommended [8]. The grinding performance has been improved by increasing the grinding surface, in addition, it has been compared with other processes such as jaw crushing and the ball mill, finding the VRM with better characteristics in product quality and energy efficiency [9]. A model of material failure can provide different energy levels, which can help improve energy efficiency [10]. With the above, it is observed that no research makes use of optimization methods to find adequate operating parameters in vertical mills.

Crushing processes consume about 3 to 4% of the electricity generated worldwide and about 70% of the energy required in an industry dedicated to mineral processing [11]. That is why it is important to optimize the cement grinding process, in order to obtain better efficiency with the lowest consumption of electrical energy, in addition, it is necessary to take into account

certain operating parameters to guarantee a quality product.

Most of the works related to energy consumption vary a single parameter at a time, propose models, make comparisons between grinding processes or perform various energy analyses. The present work takes into account five important parameters in the operation of any VRM such as the load pressure, humidity, the speed of rotation of the motor, outlet temperature and pressure roller [12].

This document is structured by: section one presents the introduction, in the second section is presented the related work, the third section explains the milling process in vertical mills, the methodology used is explained in the fourth section, while in the fifth section all the results obtained are presented and finally, in the last section, the conclusions that were obtained.

2. RELATED WORKS

The search for optimal operating parameters in vertical milling processes is essential to guarantee a product under all quality standards and that unplanned shutdowns are considerably reduced. However, the complexities of the models or the handling of proprietary software make this task difficult.

There are several optimizations works related to vertical roller mills. The one proposed by [13] proposes the design of the lower rocker arm body that supports the roller and take as optimization objective function the mass of the rocker arm and as constraint conditions the stresses and displacements generated by the roller in the rocker arm in order to decrease the mass while conserving the resistance and deformation. In this way, the design is optimized and the cost is reduced by saving material.

A VRM in its normal operation undergoes cyclic bending stresses due to the roller load which can cause fractures in the mill table so [14] makes use of artificial neural networks to solve the multi-objective optimization problem by determining the maximum and minimum stresses to which the vertical mill can be subjected.

High vibration in a VRM can considerably reduce productivity, using the 7 quality tools and together with a vibrational analysis, an optimization model is obtained that achieves improved productivity and reduced downtime [15].

To predict the vibrations in the upper case of the VRM, use can be made of the fruit fly optimization algorithm (FOA). It shows better precision in simulations. As a result, a vibration pattern can be predicted which will help to understand the state of the VRM and take new safety precautions [16].



Another way to optimize the load and the quality of the cement is by using expert PID controllers, increasing the production of the cement in vertical roller mills [17].

Although there are already some optimization works in the field of VRMs, there are still few or almost none those works that aim to optimize key parameters in the operation in order to reduce electricity consumption.

3. GRINDING PROCESS IN VERTICAL ROLLER MILLS (VRM)

A vertical roller mill is suitable equipment for grinding and drying wet materials, which can be carried out in the same equipment [18]. Some of the materials that can be processed in a VRM are:

- 1) Clinker for cement manufacturing
- 2) Raw materials for cement manufacturing
- 3) Pozzolan
- 4) Metal dross

The grinding process in a VRM is carried out by placing a certain amount of material on a horizontal surface that is in motion, at a pressure sufficient to fracture the materials on the bed. The bed materials are considerably smaller, so it is necessary to form a stable grinding bed between the rollers and the grinding table to withstand the pressure without the material being ejected from the grinding pressure zone. [19].

A vertical roller mill can be divided into 3 sections.

- 1) Motor and gears
- 2) Grinding
- 3) Drying and separation.

In the grinding process, the material is fed to the grinding table and due to its speed, the material is directed towards the rollers where it is milled. This process is one of the most efficient in the cement industry [15].

The drying process consists of a stream of recirculated gases, which can come from the clinker kiln or from hot gas generators. Drying usually occurs on the mill table and in the vertical sections towards the separator [20].

Finally, the pressure exerted by the rollers on the table causes the material to rise towards the separator which together with fixed plates and the cage separates the material to the desired size. The rejected coarse material is recirculated back to the mill [20].

In Fig. 1, shows a vertical roller mill in which the three sections mentioned above can be easily distinguished. The motor, grinding table, rollers and separator are clearly visible. The material and hot gas inlet ducts and the material outlet can also be seen.

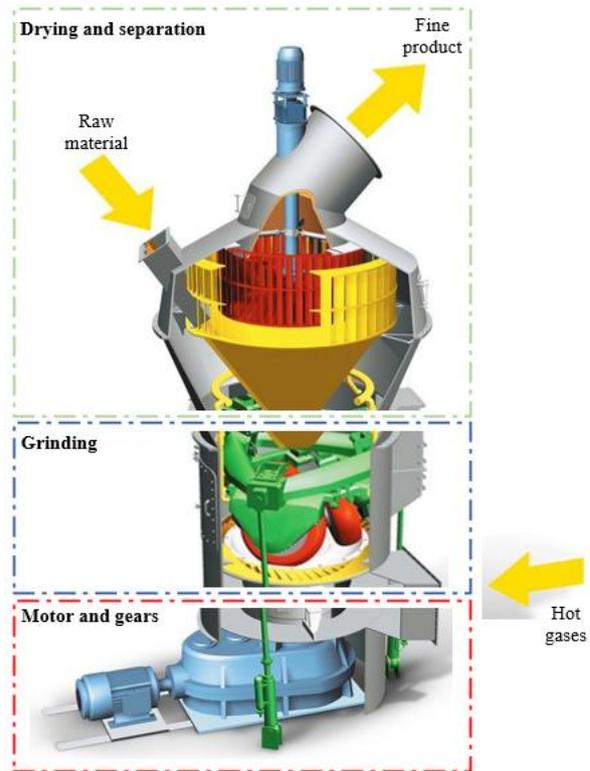


Figure 1: Vertical Roller Mill

4. METHODOLOGY

4.1 Mathematical Model

In grinding processes, it is common to use the specific energy [21] as observed in (1).

$$E_{cs} = \frac{kWh}{ton} \quad (1)$$

The ratio between the kilowatt hour, which is the unit of measurement for accounting for electricity consumption, and the kilogram, which is the unit of measurement for mass, is also known as energy efficiency and is widely used in the field of mineral processing. This allows the performance of the grinding process to be evaluated as well.

In vertical roller mills there are several factors that influence the performance of the grinding process [22] which are moisture content (mc), grinding table rotation speed (s), load pressure (P), outlet temperature (T) and the pressure rollers (Pr).

The specific energy model [23] can be seen in (2). The resulting model is non-linear, so some variables, such as roller pressure and speed, are of degree two and other variables can be multiplied by others. There is only one independent term.

The model was developed using the Box-Behnken method, using historical data on the energy consumption of the VRM and the number of tons of cement produced.

$$\begin{aligned}
 E_{cs} &= 0.01768 + 0.01765s \\
 &-0.003mc - 0.03T + 0.0173Pr \\
 &-0.004P * Pr + 0.017s * T \\
 &-0.02 T * Pr + 0.015 s^2 + 0.004 Pr^2
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Taking into account the above, the formulation of the optimization problem is as follows:

$$\begin{aligned}
 \text{Minimize } Z &= 0.01768 + 0.01765s \\
 &-0.003mc - 0.03T + 0.0173Pr \\
 &-0.004P * Pr + 0.017s * T \\
 &-0.02 T * Pr + 0.015 s^2 + 0.004 Pr^2
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

Subject to:

$$22 \leq P \leq 28 \text{ mbar} \tag{3a}$$

$$886 \leq s \leq 1198 \text{ rpm} \tag{3b}$$

$$0 \leq mc \leq 3 \% \tag{3c}$$

$$0 \leq T \leq 97 \text{ }^\circ\text{C} \tag{3d}$$

$$100 \leq Pr \leq 190 \text{ bar} \tag{3e}$$

The restriction data are obtained using a Pfeifer vertical roller mill. Parameter intervals documented in articles, manuals and INEN standards were taken into account. To guarantee a desired fineness of less than 45 microns in the case of cement, a charge pressure between 22 and 28 mbar [24] as observed in restriction (3a), a pressure of the rollers between 100 and 190 mbar [24] defined in the restriction (3e), speed between 886 and 1198 rpm [25] as indicated in the restriction (3b) the moisture content between 0 and 3% [26] as observed in restriction (3c), and the outlet temperature between 0 and 97 °C [26] be used as indicated in the restriction (3d).

4.2 Model Optimization

The objective function of the proposed model clearly presents non-linear terms, so it must be solved using non-linear programming methods. To choose the appropriate method it is necessary to check certain characteristics of the objective function.

As a first step it is necessary to check the convexity or concavity of the function. For this it is necessary to obtain the gradient (4) and Hessian of the objective function (5).

$$\begin{aligned}
 \nabla f(P, s, mc, T, Pr) &= [-0.004 * Pr, \\
 &0.03 * s + 0.017 * T + 0.01765, \\
 &-0.003, \\
 &0.017 * -0.02 * Pr + 0.0173 \\
 &-0.004 * P - 0.02 * T + 0.008 * Pr]
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

$$Hf(P, s, mc, Pr, T) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.03 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.008 \end{bmatrix}
 \tag{5}$$

From the Hessian matrix, its eigenvalues (6) are obtained, which are equal to or greater than zero, so it is a positive semi-definite matrix.

$$\lambda = [0, 0.03, 0, 0.008, 0] \tag{6}$$

Taking into account the considerations that the gradient is greater than zero and the Hessian matrix is positive semidefinite, the objective function presents convexity.

With this in mind, we proceed to solve the optimization problem proposed in (3). In this case, in addition to the Python programming language, nonlinear programming solvers from the Pyomo and Scipy packages are used. Both solvers are used to ensure the accuracy and speed of convergence of the model and to select the model that yields parameter values that meet the constraints of the optimization problem.

The Pyomo package uses the ipopt solver [27] to solve nonlinear programming problems. Table 1 shows the optimal values for each variable and the objective function.

Table 1: Optimized values obtained using Pyomo

Variables	Optimized Value
P	28
s	886
mc	3
T	0
Pr	100
Z	11.82

Finally, the Scipy package makes use of sequential least-squares programming [28], which is a widely used solver for non-linear programming problems. In Table 2, you can see the optimized values using Scipy.

Table 2: Optimized values obtained using Scipy

Variables	Optimized Value
P	27.99
s	885.99
mc	2.99
T	0
Pr	99.99
Z	11.82



5. DISCUSSION

The benefits of optimizing any process or model are many, such as better tuning the parameters of a particular controller or reducing associated costs by making it more efficient. The grinding process optimized in this work is important because it provides the optimum operating parameters. Optimized parameters avoid potential damage to machine components, such as preventing VRM rolls from breaking due to out-of-range operating parameters or high energy consumption with low production.

Grinding in the cement industry is a critical process as it is the last step before the finished product is obtained. There are other sub-processes involved in grinding, such as material transport or separation, but this work focuses on the actual grinding process that takes place within the VRM.

In Ecuador, there are several companies dedicated to the production of cement. In the center of the country there is a well-known cement industry from which the energy consumption data for the grinding process could be obtained. For reasons of confidentiality, the name of the company is withheld.

The company's grinding process consists of a VRM, which will replace a ball mill previously used for cement production in 2021. The current VRM has a capacity of 100 tons per hour. This process also includes the raw material feeding sub-process, which is carried out by means of dosing tables, the finished product separation sub-process and transport to the finished product silo. The company also has two other VRMs, one for the production of raw meal, which is heated to 1200 °C to produce clinker, the main ingredient of cement, and the other for the production of Petcoke powder, the main fuel for the clinker kiln.

Taking this into account, the average consumption data obtained is 78,408.5 kWh per day. Similarly, the average cement production is 2228 tons. Dividing the consumption value by the number of tons produced gives a value of 34.39 kWh/tons, which means that it takes 34.39 kWh to produce one tons of cement. The Ecs value obtained takes into account all the processes involved, such as raw material dosing, separation of the final product and transport. However, if only the VRM grinding process, which accounts for 40%, is specifically analyzed, the value obtained is 13.75 kWh/tons.

The packages used to optimize the problem proposed in this work provide very similar data. The Pyomo package provides optimized values of the operating values within the given constraints, but Scipy packages provide optimized values very close to the constraints, which, by applying rounding methods, are equal to the values provided by Pyomo. Taking this into account, for further comparisons with the production data presented above, the values optimized by the Pyomo package will be used, which are considered to be the most accurate and

reliable values for this work.

The value of the objective function after the optimization process is 11.82 kWh/tons, while that of the normal process without optimization of the operating parameters is 13.75 kWh/tons. This reduction corresponds to 14.03% of the energy consumption of the grinding process carried out by the VRM. To achieve this, it is necessary to change the values of the current mill parameters to the optimized values, which are: for a feed pressure of 28 mbar, the table speed should be set to 886 rpm, the moisture content of the material should be 0% the outlet temperature should be 0 and the pressure roller should be 100 bar. This ensures low energy consumption and a minimum cement production of over 2200 tons per day. Table 4 summarizes the results obtained.

Table 4: Comparison of the results obtained

Variable	Ecs (kWh/ton)
Actual	13.75
Optimized	11.82
Difference	1.93

It is important to know the savings in dollars of the consumption of the milling process. Currently, in the year 2023, the cost per kWh in Ecuador is \$0.105 for voltages between 351V and 500V [29]. Considering this, before the optimization process, the consumption was \$3216 for a production of 2228 tonnes of cement per day, and with the optimized parameters, the consumption is \$2686 for the same production of cement. This represents a saving of \$530 per day.

5.1. Effect of the parameters in Ecs

When comparing the loading pressure P with the pressure roller Pr, the specific energy Ecs increases if the loading pressure and pressure roller also increases due to the features of the raw material. Due to this increase in ECS, it is necessary to carry out optimal quality control of the raw material used in the cement manufacturing process. By increasing the loading pressure and the pressure roller to their maximum levels, the maximum Ecs can be obtained as shown in Fig 2.

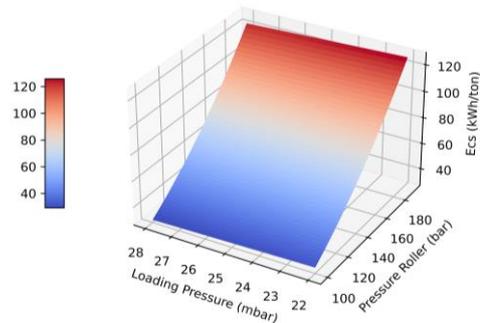


Figure 2: Change of Ecs by varying loading pressure and pressure roller



Another scenario can be given by comparing the rotational speed with the outlet temperature as shown in Fig. 3. If both parameters are increased, a higher energy consumption of the mill is evident.

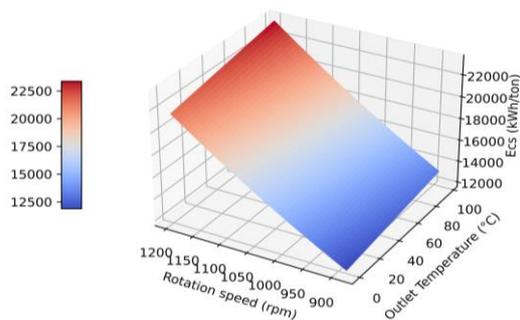


Figure 3: Change of Ecs by varying rotation speed and outlet temperature

In Fig 4, the comparison between pressure roller and outlet temperature can be observed. In this scenario it can be seen that pressure roller has almost no effect on Ecs in contrast to the outlet temperature, which does.

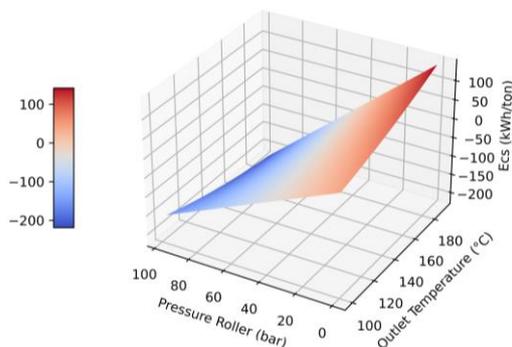


Figure 4: Change of Ecs by varying pressure roller and outlet temperature

Taking into account the above, it can be taken into consideration that the pressure roller, outlet temperature and rotation speed parameters has a large effect on Ecs.

6. CONCLUSIONS

In a VRM vertical roller mill, charge pressure (P), table speed (s), moisture content (mc), outlet temperature (T) and pressure roller (Pr) are parameters that directly affect grinding efficiency and energy consumption. In the mining industry, specific energy is a metric that can be used to determine the energy consumption per tons of material produced.

According to several studies, it is known that any crushing or grinding process represents 30% or 40% of the energy consumed in any industrial process that integrates these techniques. Using the mathematical model of a VRM, the optimization problem was posed with the objective function being the mathematical model itself and the constraints being the operating intervals of the parameters described above.

Three optimization packages, each with a different solver, are used to solve the optimization problem. Although the three packages give similar results, the results of the Pyomo package are chosen because it gives optimized data within the constraints, unlike the other packages which give very approximate results.

The value of the optimized objective function is 11.82 kWh/tons. The data obtained from a well-known cement company in central Ecuador has a specific Ecs of 13.75 kWh/tons. Comparing both results, it can be concluded that the optimized value is equivalent to 14.01% less energy consumption, guaranteeing a minimum production of 2200 tons of cement. There is a saving of \$530 between the optimized model and the non-optimized model.

These results sufficiently validate the proposed model. Reducing the energy consumption by guaranteeing the minimum cement production can bring several benefits, such as saving money or having a more stable control and production of cement production.

The model proposed in this work is specific and cannot be generalized. It is recommended to develop models that can be generalized to VRMs and perform multi-objective optimizations to reduce energy consumption and increase production.

REFERENCES

- [1] Z. X. Zhang, D. F. Hou, A. Aladejare, T. Ozoji, and Y. Qiao, "World mineral loss and possibility to increase ore recovery ratio in mining production," <https://doi.org/10.1080/17480930.2021.1949878>, vol. 35, no. 9, pp. 670–691, 2021, doi: 10.1080/17480930.2021.1949878.
- [2] M. L. C. M. Henckens, E. C. van Ierland, P. P. J. Driessen, and E. Worrell, "Mineral resources: Geological scarcity, market price trends, and future generations," *Resources Policy*, vol. 49, pp. 102–111, Sep. 2016, doi: 10.1016/J.RESOURPOL.2016.04.012.
- [3] D. Xu, Y. Cui, H. Li, K. Yang, W. Xu, and Y. Chen, "On the future of Chinese cement industry," *Cem Concr Res*, vol. 78, pp. 2–13, Dec. 2015, doi: 10.1016/J.CEMCONRES.2015.06.012.
- [4] D. Gauthier, "European Cement Research Academy Chairman of the advisory board: Future Grinding Technologies-Report about Phase 1: Evaluation of Roundtable Event," European Cement Research Academy, 2015, Accessed: Jan. 08, 2023. [Online]. Available: www.ecra-online.org
- [5] D. Altun, C. Gerold, H. Benzer, O. Altun, and N. Aydogan, "Copper ore grinding in a mobile vertical roller mill pilot plant," *Int J Miner Process*, vol. 136, pp. 32–36, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.MINPRO.2014.10.002.

- [6] W. N. Xie et al., "Simulation study of the energy-size reduction of MPS vertical spindle pulverizer," *Fuel*, vol. 139, pp. 180–189, Jan. 2015, doi: 10.1016/J.FUEL.2014.08.040.
- [7] D. Altun, H. Benzer, C. Gerold, and C. Schmitz, "Predicting the grinding energy of vrm depending on material characterization," *Miner Eng*, vol. 171, p. 107095, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.MINENG.2021.107095.
- [8] V. Ghalandari, M. Esmailpour, N. Payvar, and M. Toufiq Reza, "A case study on energy and exergy analyses for an industrial-scale vertical roller mill assisted grinding in cement plant," *Advanced Powder Technology*, vol. 32, no. 2, pp. 480–491, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.APT.2020.12.027.
- [9] A. Boehm, P. Meissner, and T. Plochberger, "An energy based comparison of vertical roller mills and tumbling mills," *Int J Miner Process*, vol. 136, pp. 37–41, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.MINPRO.2014.09.014.
- [10] W. Xie, Y. He, L. Qu, X. Sun, and X. Zhu, "Effect of particle properties on the energy-size reduction of coal in the ball-and-race mill," *Powder Technol*, vol. 333, pp. 404–409, Jun. 2018, doi: 10.1016/J.POWTEC.2018.04.018.
- [11] V. Deniz, "A study on the specific rate of breakage of cement materials in a laboratory ball mill," *Cem Concr Res*, vol. 33, no. 3, pp. 439–445, Mar. 2003, doi: 10.1016/S0008-8846(02)00976-6.
- [12] P. Pareek and V. S. Sankhla, "Review on vertical roller mill in cement industry & its performance parameters," in *Materials Today: Proceedings*, 2020, vol. 44, pp. 4621–4627. doi: 10.1016/j.matpr.2020.10.916.
- [13] W. Wei, J. Shen, H. Yu, B. Chen, and Y. Wei, "Optimization Design of the Lower Rocker Arm of a Vertical Roller Mill Based on ANSYS Workbench," *Applied Sciences* 2021, Vol. 11, Page 10408, vol. 11, no. 21, p. 10408, Nov. 2021, doi: 10.3390/AP112110408.
- [14] 기계공학과동아대학교, 동차공학과강원대학교, D.-W. Lee, and S.-S. Cho, "Optimization of Vertical Roller Mill by Using Artificial Neural Networks," *Transactions of the Korean Society of Mechanical Engineers A*, vol. 34, no. 7, pp. 813–820, 2010, doi: 10.3795/KSME-A.2010.34.7.813.
- [15] M. A. Boyd et al., "Increase productivity of vertical roller mill using seven QC tools," *IOP Conf Ser Mater Sci Eng*, vol. 1017, no. 1, p. 012035, Jan. 2021, doi: 10.1088/1757-899X/1017/1/012035.
- [16] T. Long, Y. Fang, Q. Liu, and A. Liu, "Prediction of the vertical roller mill key parameters based on optimized ESN algorithm," *Proceedings of 2016 5th International Conference on Computer Science and Network Technology, ICCSNT 2016*, pp. 257–262, Oct. 2017, doi: 10.1109/ICCSNT.2016.8070159.
- [17] C. Wang, Q. Zhang, H. Wang, Y. Ji, and S. Zhang, "Expert PID control of grinding condition for cement vertical roller mill," pp. 1880–1884, 2020, doi: 10.1109/ITAIC49862.2020.9339167.
- [18] H. U. Schaefer, "Loesche vertical roller mills for the comminution of ores and minerals," *Miner Eng*, vol. 14, no. 10, pp. 1155–1160, Oct. 2001, doi: 10.1016/S0892-6875(01)00133-9.
- [19] M. Reichert, C. Gerold, A. Fredriksson, G. Adolfsson, and H. Lieberwirth, "Research of iron ore grinding in a vertical-roller-mill," *Miner Eng*, vol. 73, pp. 109–115, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.MINENG.2014.07.021.
- [20] Ö. Genç and Ö. Genç, "Energy-Efficient Technologies in Cement Grinding," *High Performance Concrete Technology and Applications*, Oct. 2016, doi: 10.5772/64427.
- [21] W. Xie et al., "Comparison of energy efficiency between E and MPS type vertical spindle pulverizer based on the experimental and industrial sampling tests," *Energy*, vol. 130, pp. 174–181, Jul. 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.04.113.
- [22] D. Altun, H. Benzer, N. Aydogan, and C. Gerold, "Operational parameters affecting the vertical roller mill performance," *Miner Eng*, vol. 103–104, pp. 67–71, Apr. 2017, doi: 10.1016/J.MINENG.2016.08.015.
- [23] C. Liu et al., "Analysis and Optimization of Grinding Performance of Vertical Roller Mill Based on Experimental Method," *Minerals* 2022, Vol. 12, Page 133, vol. 12, no. 2, p. 133, Jan. 2022, doi: 10.3390/MIN12020133.
- [24] P. Meraz, "Optimización de los Molinos Verticales de Rodillos en la Fabricación de Cemento," Dec. 30, 2017. <https://es.linkedin.com/pulse/optimizaci%C3%B3n-de-los-molinos-verticales-rodillos-en-la-meraz-vinaja-> (accessed Feb. 05, 2023).
- [25] PFEIFFER AG, "The grinding process Control of the grinding process Operation," 2009.
- [26] INEN, CEMENTO PORTLAND. REQUISITOS. INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN, 2010. Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/15_2.pdf
- [27] S. Vigerske and A. Wächter, "Ipopt: Documentation," 2022. <https://coin-or.github.io/Ipopt/index.html> (accessed Feb. 26, 2023).

[28] Y. Ma, N. Zhang, and J. Li, "Improved Sequential Least Squares Programming-Driven Feasible Path Algorithm for Process Optimisation," vol. 51, pp. 1279-1284, Jan. 2022, doi: 10.1016/B978-0-323-95879-0.50214-9.

[29] ARCONEL, "PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2023," 2023.



Jorge Paredes Carrillo. - born in Riobamba, Ecuador in 1994. Received his engineering degree in electronics, control and industrial networks from Escuela Superior Politécnica de Chimborazo in 2019. He received his master's degree in Industry 4.0 from Universidad

Internacional de la Rioja in 2020. His professional activity has been carried out in the field of industry. His research interests are focused on machine learning, predictive maintenance and industrial control. He is currently in the doctoral program in electrical engineering at the Escuela Politécnica Nacional.



Jaime Cepeda. - born in Latacunga, Ecuador in 1981. He obtained his degree in Electrical Engineering from the Escuela Politécnica Nacional EPN in 2005, and obtained his PhD in Electrical Engineering from the Instituto de Energía Eléctrica of the Universidad

Nacional de San Juan, San Juan, Argentina. He also obtained a Master's degree in Big Data from the European University Miguel de Cervantes, Valladolid, Spain in 2021, and is currently a full-time university lecturer in Master's and PhD programmes at EPN. His special fields of interest include power system modelling, safety assessment, synchrophasor measurement technology, wide area monitoring, protection and control systems, and the application of computational intelligence techniques in power system analysis.



Jorge Lozada Yáñez. - born in Riobamba, Ecuador in 1984. He received his degree in Electronics, Control and Industrial Networks Engineering from the Escuela Superior Politécnica de Chimborazo in 2015. He obtained his master's degree in Industry 4.0

from the International University of La Rioja in 2022. He currently works at Unión Cementera Nacional, Chimborazo plant as Automation and Control Specialist since 2016.

Comparative Analysis of the Extractable Energy Potential between Fixed Photovoltaic Panels and with an Axis Tracking System Installed at the ULEAM

Análisis Comparativo del Potencial Energético Extraíble entre Paneles Fotovoltaicos Fijo y con Sistema de Seguimiento de un Eje Instalados en la ULEAM

A.A. Moreira-Espinoza¹  0009-0003-9867-9778 J.C. Intriago¹  0009-0003-9039-4778
 I.P. Pazmiño¹  0000-0002-5673-8915 M.A. Ponce-Jara¹  0000-0002-4450-4740
 M.E. Moreano¹  0000-0003-3369-4793

¹ Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, Manta, Ecuador

E-mail: e1351209208@live.uleam.edu.ec, e1315172443@live.uleam.edu.ec, ivan.pazmino@uleam.edu.ec,
marcos.ponce@uleam.edu.ec, milton.moreano@uleam.edu.ec

Abstract

For years, solar energy has been a subject of study for electricity generation as an alternative power source. The main objective of this project is to carry out a comparative analysis of the production of electrical energy between fixed photovoltaic panels and those with tracking systems on one axis. Three solar modules were designed and built with the same technical characteristics but different solar tracking systems; Single-axis tracking systems will use tracking systems by astronomical programming and light tracking by LDR sensors. Current, voltage and temperature sensors were implemented along with software capable of obtaining the characteristic curves of the production behavior in each prototype. The data processing, as well as the management of I/O signals coming from the different electronic components associated with the operation of each system, are governed by an Arduino mega board linked to an Ethernet module to be able to observe the curves of production from a website, all operating automatically. Therefore, we determined that the PV system by astronomical programming is the most convenient, due to its lower energy consumption when correcting the panel's position.

Index terms— System, solar tracker, analysis, LDR, astronomical programming.

Resumen

Desde hace años la energía solar viene siendo motivo de estudio para la generación eléctrica como fuente de alimentación alternativa. El objetivo principal de este proyecto es realizar un análisis comparativo de la producción de energía eléctrica entre paneles fotovoltaicos fijos y con sistemas de seguimiento en un eje. Se diseño y construyó tres módulos solares con las mismas características técnicas, pero con diferentes sistemas de seguimiento solar; los sistemas seguidores de un eje utilizaron sistemas de seguimiento por programación astronómica y seguimiento de luz por sensores LDR. Se implementaron sensores de corriente, voltaje y temperatura, así como un software encargado de obtener las curvas características del comportamiento de la producción en cada prototipo. El procesamiento de los datos, así como la gestión de señales de E/S proveniente de los diferentes componentes electrónicos asociados al funcionamiento de cada sistema, son gobernados por una placa Arduino mega unida a un módulo ethernet con la finalidad de poder observar las curvas de producción desde un sitio web, todo esto operando de manera automática. Por tanto, determinamos que el sistema FV por programación astronómica es el más conveniente, debido a su menor consumo energético al corregir la posición del panel.

Palabras clave— Sistema, seguidor solar, análisis, LDR, programación astronómica.

Recibido: 29-10-2023, Aprobado tras revisión: 21-12-2023

Forma sugerida de citación: Moreira, A.; Intriago, J.; Pazmiño, I.; Ponce, M. (2024). "Análisis Comparativo del Potencial Energético Extraíble entre Paneles Fotovoltaicos Fijo y con Sistema de Seguimiento de un Eje Instalados en la ULEAM". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 98-107

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.599>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

La energía solar es una fuente de energía limpia, renovable, que no modifica el medio ambiente y sobre todo gratuita, con amplias aplicaciones en los sistemas eléctricos de potencia en general [1]. El veintinueve estudio del The World Energy Council, menciona que para el año 2100 el 70% de la energía consumida será de origen solar [2]. Para poder producir energía eléctrica, el panel solar no solo depende de la intensidad de la radiación solar que incide sobre el mismo, sino que también depende del ángulo en la que esta llega. Ambas variables son importantes para determinar la producción de energía, la cual se lleva a cabo a través del efecto fotovoltaico. Este efecto es la aplicación del efecto fotoeléctrico de tal manera que se puede generar electricidad por diferencia de potencial entre dos puntos al incidir la radiación electromagnética de la luz sobre un mismo material semiconductor denominado unión p-n. Este efecto se caracteriza por la producción de corriente eléctrica mediante dos materiales, piezas que están en contacto y expuestas a la luz o por lo general, a una radiación electromagnética

El módulo fotovoltaico tiene un comportamiento que sigue una curva denominada I-V, según la cual, en un estado de irradiación solar y de temperatura determinado, el módulo es capaz de generar una curva de tensión-intensidad de una morfología representada en la Fig. 1. [3].

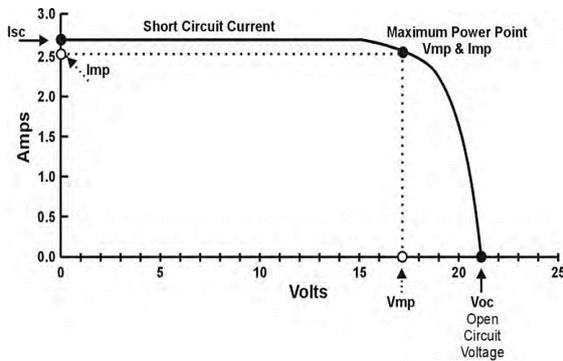


Figura1: Curva I-V modelo fotovoltaico [Martínez Rubio, 2014]

En general el fabricante provee datos operacionales como la tensión de circuito abierto Voc, la corriente de cortocircuito Isc, estos datos están referidos a condiciones estándar de radiación (1000 W/m²) y temperatura de celda (25° C) [4].

Una de las técnicas utilizadas para aumentar la captación de radiación solar y por ende la energía suministrada por la instalación solar fotovoltaica pasa por implementar un dispositivo como lo es un seguidor solar.

Un seguidor solar es básicamente un dispositivo formado por una parte fija y una móvil, cuya finalidad es el aumento de la captación de radiación solar, para esto necesita una superficie de captación que lo mantenga lo

más perpendicular posible a los rayos del, dentro de su rango de movimiento [5].

2. DESARROLLO

2.1 Diseño y construcción de parte mecánica del sistema solar (estructura fija y móvil)

La estructura de cada prototipo se elaboró bajo la orientación de proyectos como [6]–[8], de tal manera que sea resistente a fenómenos ambientales que pudieran afectar el funcionamiento eléctrico y mecánico. Para el caso de los seguidores de un eje, se determinaron los siguientes requerimientos de diseño:

- Se necesita el movimiento libre en un eje (este a oeste) y así mismo poder establecer una inclinación fija, según la localidad.
- La base principal será de un solo poste fijo al lugar de instalación.
- La estructura debe soportar el peso del panel fotovoltaico de 120W (22,5 Voc-7,2 A Icc) con dimensiones de 670*970*30 mm, para este caso 6,5kg.
- El panel realizará su movimiento mediante un motor eléctrico en conjunto con un tornillo de potencia el cual convertirá el movimiento rotacional a movimiento lineal, otorgando mayor fuerza y precisión al movimiento del panel solar



Figura 2: Diseño de seguidor solar [Los autores, 2023]

La estructura que sujeta el panel fotovoltaico debe tener la capacidad de girar en un eje, este tiene que moverse de una manera muy suave y con el coeficiente más bajo de rozamiento para evitar posibles atascamientos y desgastes producidos en la acción. La idea principal del diseño se detalla en la Fig. 3.

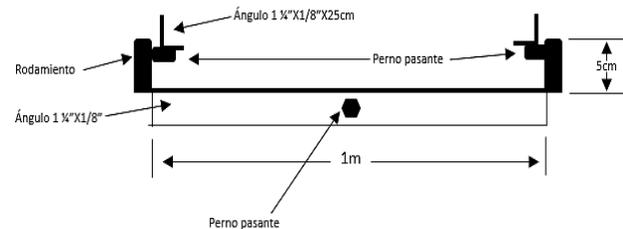


Figura 1: Plataforma del seguidor solar [Los autores, 2023]

Para efectuar el movimiento, el eje del motor eléctrico estará unido a un perno sin fin y así mismo, una tuerca introducida en un tubo se desplazará a lo largo del perno haciendo el recorrido, convirtiendo el movimiento rotacional a lineal [9]. Se utilizó un motor paso a paso NEMA23, esto se lo aprecia en la Fig. 4.



Figura 4: Actuador Lineal [Los autores, 2023]

Teniendo los datos de entrada, se realizaron los cálculos para determinar el torque del motor a implementar para elevar y descender la masa del panel colocado sobre un eje de rotación, (para este caso, se contempla la elevación como el momento más crítico). El par para un tornillo de potencia, en este caso (con rosca ACME o rosca unificada sin collarín) se expresa mediante (1).

$$T_s = \frac{F * dm}{2} * \frac{p + \pi * \mu * dm * \sec \alpha}{\pi * dm - \mu * p \sec \alpha} \quad (1)$$

Por consiguiente, utilizando los datos de la Tabla 1, se reemplazan los valores y obtenemos el valor que se observa en (2).

Tabla 1: Datos del tornillo de potencia

Datos de entrada (tornillo de potencia)					
6,5kg	D	dm	p	μ	α (ACME)
6,37 N	10mm	9,25mm	1,5mm	0,2	30°

$$T_s = 0,08425 N.m \quad (2)$$

En el movimiento de este a oeste, debido a limitaciones de diseño, la estructura posee 130° libres de recorrido, lo cuales deberán ser proporcionales a un numero de vueltas del perno sin fin. Lo antes mencionado se muestra en la Fig. 5.

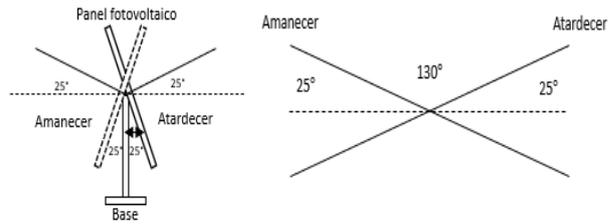


Figura 5: Rango de movimiento de seguidor solar [Los autores, 2023]

En la Fig. 6, observamos los valores de los lados “a y b”, donde “a” es la medida que forma el actuador lineal en su punto de máximo de estiramiento (o cuando el panel se encuentra a 25° de inclinación tal y como se muestra en la fig. 5). Por otra parte “b” es la distancia que hay desde el origen del perno sin fin (tomado como referencia) hasta donde se interceptan las estructuras de la base y la encargada de sostener el panel fotovoltaico. Finalmente, la distancia “c” es importante conocerla para la correcta instalación del segundo punto de apoyo del actuador lineal.

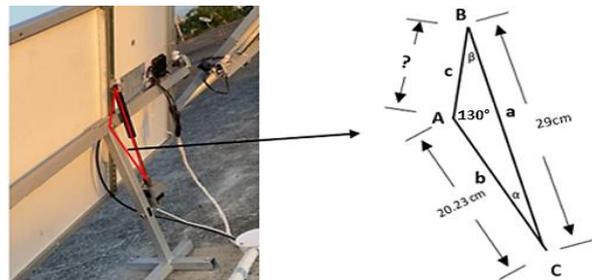


Figura 6: Representación de triángulo oblicuángulo formado por la base [Los autores, 2023]

Proponemos la solución a este problema mediante la ley del seno para triángulos oblicuángulos. Inicialmente no tenemos el ángulo “ α ”, con lo cual:

$$\frac{\sin(A)}{a} = \frac{\sin(\beta)}{b} \quad (3)$$

$$\frac{\sin(130^\circ)}{29cm} = \frac{\sin(\beta)}{20.2}$$

$$\beta = 32,20^\circ$$

Por lo tanto:

$$\alpha = 180^\circ - 130^\circ - 32,20^\circ \quad (4)$$

$$\alpha = 17,80^\circ$$

Entonces:

$$\frac{a}{\sin(A)} = \frac{c}{\sin(\alpha)} \quad (5)$$

$$c = 11,57cm$$

Por consiguiente, “c” debe tener una distancia de 11.57cm para que el panel fotovoltaico recorra los 130°.



Para encontrar la relación entre centímetros recorridos vs grados de inclinación se recurre a plantear el triángulo de la Fig. 7.

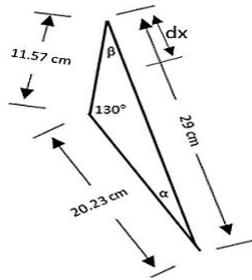


Figura 7: Representación de triángulo resultante [Los autores, 2023]

Mediante la ley de coseno buscamos la solución para este problema, entonces se resuelve se la siguiente forma:

$$a = \sqrt{b^2 + c^2 - 2bc * \cos A} \quad (6)$$

$$a = 28,94 \text{ cm}$$

$$dx = 29 - a \rightarrow dx = 0,06 \text{ cm}$$

Finalmente se determina que por cada 0,6mm de movimiento lineal, el panel aumenta o disminuye 1° en su inclinación. El paso del tornillo utilizado en el actuador lineal es de 1,5mm, entonces se concluye que por cada vuelta completa del motor eléctrico moverá 2,5° al panel fotovoltaico.

2.2 Diseño electrónico general de los seguidores solares y panel fijo.

Se utiliza principalmente un Arduino Mega 2560, el cual será el encargado de gestionar señales de E/S y ejecutar acciones para el correcto funcionamiento del sistema, también será quien administre la información de temperatura y potencia entregada por los seguidores solares, así como el panel que se encuentra en una posición fija. El diagrama de funcionamiento del sistema se muestra en la Fig. 8.

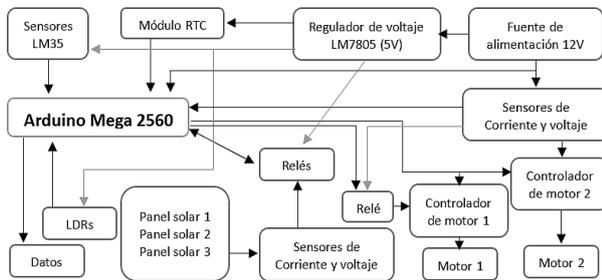


Figura 8: Diagrama de bloques del sistema general [Los autores, 2023]

Para obtener la potencia eléctrica que están entregando los paneles solares a lo largo del día, se optó por el uso de relevadores, quienes conmutaran los

sensores mediante un pulso proveniente del Arduino durante un tiempo determinado (9,5 Seg.), colocando en CC y CA cada panel para conseguir los parámetros de “V_{oc} y I_{cc}”, luego mediante la programación en Arduino se obtiene la potencia, esto se detalla en la Fig. 9.

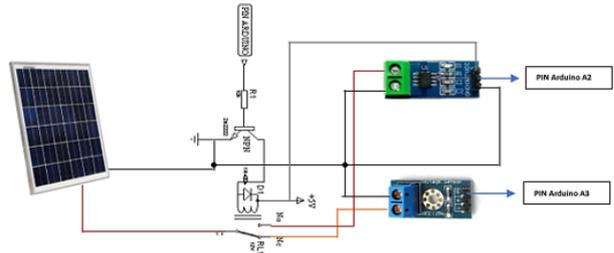


Figura 9: Circuito de conmutación [Los autores, 2023]

Para el funcionamiento de los sensores y demás componentes, se necesita un voltaje estable de +5V, por lo que, se implementó un regulador de voltaje LM7805 en conjunto con un transistor de potencia, el cual maneja la corriente que circule por el circuito y así evitar la quema del regulador debido al bajo amperaje que este puede manejar (500mA). A continuación, se muestra en la Fig. 10

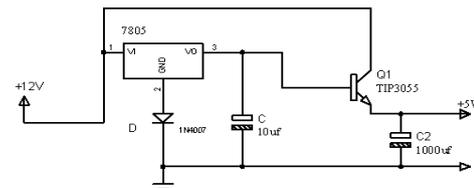


Figura 10: Regulador de voltaje 5V-10A [Los autores, 2023]

El motor eléctrico para los dos tipos de seguidores actuará con dirección de giro y número de vueltas, aumentando o disminuyendo la longitud del actuador lineal. Cuando el panel llegue a los límites en cada extremo “0° y 130°”, el circuito parará la secuencia debido al accionamiento de los finales de carrera y luego de esto invertirá el giro del motor, tal y como se muestra en la Fig. 11.

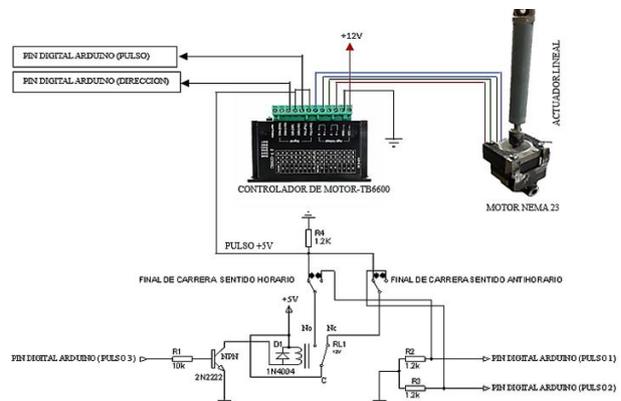


Figura 11: Conexión de motor y finales de carrera [Los autores, 2023]

2.3 Diseño de seguidor solar por sensores LDR.

El circuito seguidor por punto luminoso tiene que detectar el desequilibrio de luz entre las dos fotorresistencias que controlan la posición del panel. Se detalla el dispositivo de censado en la Fig.12

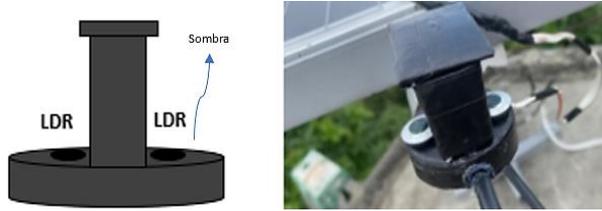


Figura 12: Sensores de luz [Los autores, 2023]

Cuando las señales provenientes de estos sensores determinen que el panel no está orientado perpendicular al sol, el circuito realizara la acción de enviar una señal que activara el motor eléctrico encargado de posicionar el panel, esto se lo representa en la Fig. 13



Figura 13: Esquema de bloques de seguidor solar por LDR [Los autores, 2023]

La señal emitida por los sensores de luz es enviada a los pines analógicos del Arduino mega y este tendrá la tarea de leer el voltaje que viajará según la intensidad de la luz receptada por los LDRs, para después hacer la comparación entre ambos valores mediante el código de programación y así enviar la señal hacia los motores, tal y como se muestra en el diagrama de flujo de la Fig. 14

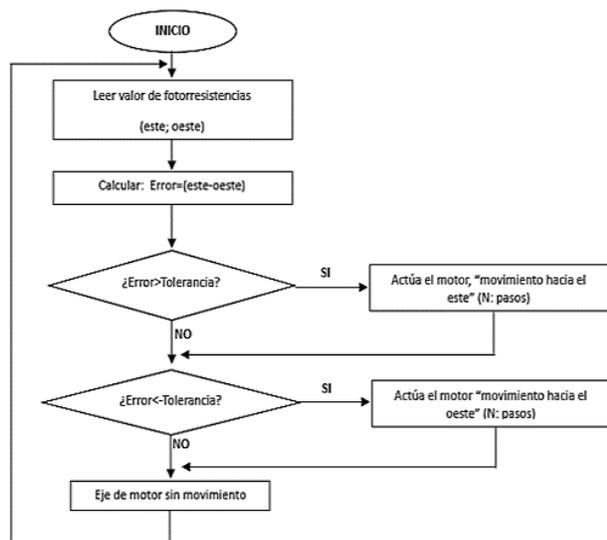


Figura 14: Diagrama de flujo de seguidor solar por sensores LDR [Los autores, 2023]

2.4 Diseño de seguidor solar por programación astronómica.

Para el desarrollo de este seguidor se utilizó la misma estructura que el seguidor por punto luminoso; la única diferencia es que este no requiere sensores de luz adicionales debido a que su funcionamiento se basa en cálculos predecibles.

Este seguidor solar utiliza una programación astronómica para determinar el ángulo de orientación del panel solar en función de la posición del sol en el cielo por lo que es importante conocer datos como hora del día, fecha, latitud y longitud para calcular la posición exacta del sol en el cielo en un momento dado. Entonces el diagrama de flujo el cual representa la secuencia de toma de decisiones para el seguidor solar por programación astronómica se lo aprecia en la Fig.15

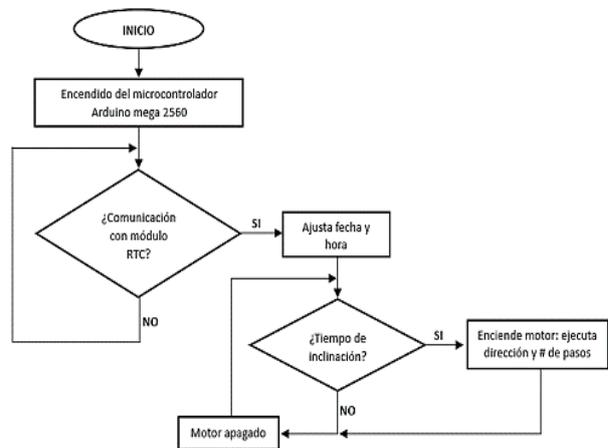


Figura 15: Diagrama de flujo de seguidor solar por programación astronómica [Los autores, 2023]

Para determinar el número de pasos del perno sin fin vs la inclinación (en grados) del panel se usa la aplicación de Android “El camino del sol”. Esta aplicación muestra la posición y la trayectoria del sol sobre la localidad donde se encuentra instalado el panel fotovoltaico (en este caso Manta-Ecuador) [10]. Con esta información podemos establecer un rango de 12 horas, que va desde las 6:00h AM hasta las 18:00H PM de las diferentes estaciones del año, esto se lo observa en la Fig. 16

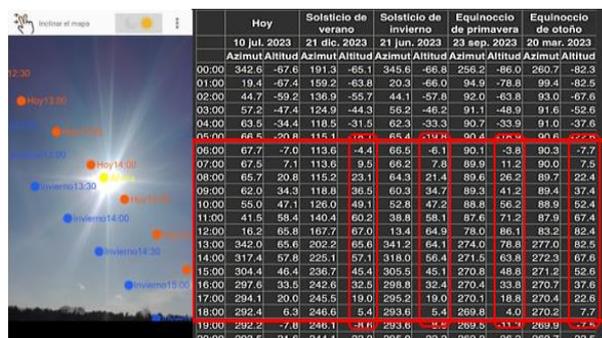


Figura 16: Trayectoria del sol App “El camino del sol” [Los autores, 2023]



Como se aprecia en la Tabla 2 con la información de la Fig. 15, se realizó un promedio de los ángulos de inclinación pertenecientes a las diferentes estaciones del año en función de las horas seleccionadas. Considerando que la inclinación inicial y final del panel es de 25° se establece el rango de funcionamiento desde las 9:00h AM hasta las 17:00h PM.

Tabla 2: Ángulo promedio de altitud del sol de diferentes épocas del año en Manta

Hora	Inclinación en grados (°) de las diferentes estaciones del año				Ángulo de inclinación promedio (°)
	Solsticio de verano	Solsticio de invierno	Equinoccio de primavera	Equinoccio de otoño	
6:00	-4,40	-6,10	-3,80	-7,70	-5,50
7:00	9,50	7,80	11,20	7,50	9,0
8:00	23,10	21,40	26,20	22,40	23,30
9:00	36,50	34,70	41,20	37,40	37,50
10:00	49,10	47,20	56,20	52,40	51,20
11:00	60,20	58,10	71,20	67,40	64,20
12:00	67	64,90	86,10	82,40	75,10
13:00	65,60	64,10	78,80	82,50	72,80
14:00	57,10	56,40	63,80	67,40	61,20
15:00	45,40	45,10	48,80	52,60	48,0
16:00	32,50	32,40	33,80	37,60	34,10
17:00	19	19	18,80	22,60	19,90
18:00	5,40	5,40	4	7,70	5,60

En el controlador del motor (TB6600) se elige una configuración de 3200 pasos por vuelta completa del eje del motor, ya que se necesita un movimiento suave, fuerte y preciso. También se configura la corriente que se va a entregar al motor para su funcionamiento, esto tomando en cuenta los datos del fabricante. Se puede observar en la Fig. 17



Figura 17: Configuración de controlador de motor (TB6600)
[Los autores, 2023]

Teniendo esta información (2,5° por vuelta; 3200 pasos por vuelta), utilizando una regla de tres podemos

determinar el número de pasos necesarios para corregir la inclinación del panel según las horas del día como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3: Movimiento del motor Nema23

Hora	Posición en grados (°)	Grados (°) de movimiento	N: vueltas para ejecutar θ_R	N: pasos para ejecutar Rv
	$\theta_a \rightarrow \theta_b$	$\theta_R = \theta_a - \theta_b $	$Rv = \theta_R / 2,5$	$P = Rv * 3200$
9:00	25→37,50	12,50	5	16 000
10:00	37,50→51,20	13,70	5,48	17 536
11:00	51,20→64,20	13	5,20	16 640
12:00	64,20→75,10	10,90	4,36	13 952
12:30	75,10→90	14,90	5,96	19 072
13:00	90→72,80	17,20	6,88	22 016
14:00	72,80→61,20	11,60	4,64	14 848
15:00	61,20→48	13,20	5,28	16 896
16:00	48→34,10	13,90	5,56	17 792
17:00	34,10→25	9,10	3,64	11 648
Movimiento total		130		

2.5 Diseño de panel fijo.

El ángulo de inclinación óptimo de un panel solar fijo es generalmente igual a la latitud local [11]. Dado que la latitud del Ecuador es aproximadamente 0 grados, se recomienda un ángulo de inclinación de alrededor de 0 grados. Esto significa que el panel solar fijo se debe instalar de manera horizontal, paralelo al suelo.

El panel fotovoltaico reposara sobre una estructura fija con una inclinación de 5 grados, esto para evitar la acumulación de lodo, producto de la mezcla del polvo y agua, considerando los criterios antes mencionados. Dicho panel estará conectado a los sensores de corriente, voltaje y temperatura, que a su vez hacen conjunto con la etapa de conmutación para el proceso de lectura de datos realizado por el Arduino mega, tal y como se lo realizo en los sistemas de movimiento, esto se lo aprecia en la Fig. 18

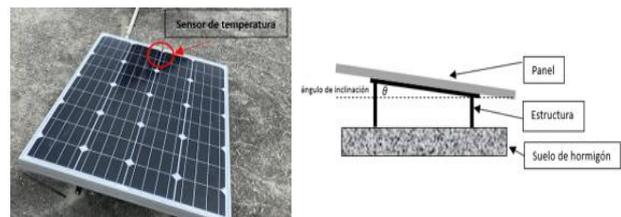


Figura 18: Estructura de panel FV fijo [Los autores, 2023]

3. EVALUACION DE LOS RESULTADOS

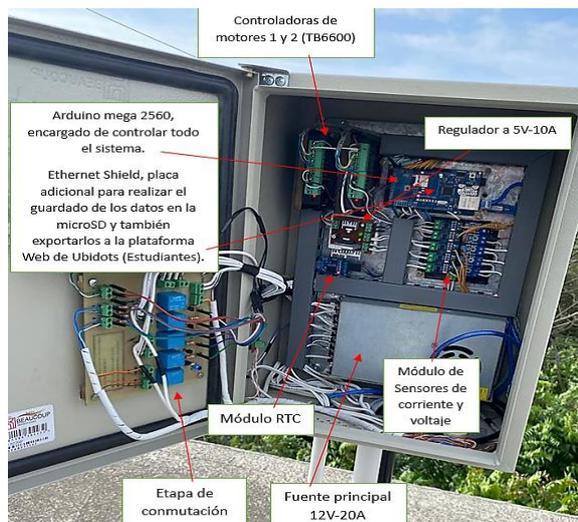
En los predios de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí (ULEAM) se encuentra instalada una estación meteorológica automática que permite monitorear la dirección y velocidad del viento, así como la los datos de radiación de la zona. Los datos se exportaron en intervalos de 2 minutos a la plataforma Web (IoT) de Ubidots, esto mediante la incorporación de una Ethernet shield con la finalidad poder visualizar los valores de potencia y temperatura en tiempo real. En la MicroSD los datos se guardaron después de realizar el producto de mediciones promedio de los paneles FV “Icc y Voc” (cada 20 segundos), de igual forma la potencia consumida por los sistemas de movimiento en un eje medida por sensores independientes, esto con la finalidad de tener una mayor precisión en el estudio. En la Fig. 19, se observa que ambos sistemas fueron colocados a pocos metros de la estación meteorológica.



(a)

Figura 19: Sistema FV y estación meteorológica instalados en la ULEAM. Tablero general de conexiones del hardware de los sistemas fotovoltaicos [Los autores, 2023]

El análisis de rendimiento de producción se lo realizo diariamente, a partir desde el momento de la instalación (durante 16 días).



(b)

La Tabla 4 muestra los datos de radiación solar de la zona durante el tiempo de estudio, también de la energía extraída de cada sistema solar como lo son: el sistema de seguimiento por programación astronómica (SFV1), sistema de seguimiento por punto luminoso o sensores LDR (SFV2) y sistema solar fijo (SFV3). Desde el SFV1 la producción de energía eléctrica total en los días de estudio fue de 9,46 kWh respectivamente. Por consiguiente, desde el SFV2 la producción de energía eléctrica fue de 9,96 kWh respectivamente. Por su parte, desde el SFV3 la producción de energía eléctrica fue de 7,19 kWh respectivamente. La fig. 20 muestra la comparación de las curvas características de energía eléctrica de cada sistema FV y también la radiación de la zona. Esto demuestra que sistema estuvo liderando la producción en comparativa al sistema FV fijo.

Tabla 4: Análisis de rendimiento de los sistemas FV instalados en la ULEAM

Rendimiento energético de los sistemas Fv				
Días de estudio " desde (06:00AM- 18:00PM)"	Radiación Solar Wh/m2	SFV1 (Wh)	SFV2 (Wh)	SFV3 (Wh)
19-jun	3826,64	397,08	458,57	371,31
20-jun	3500,01	510,15	535,08	380,24
21-jun	4077,14	667,82	695,27	501,46
22-jun (Mayor)	5523,03	1038,34	1064,25	713,53
23-jun	4253,94	688,13	724,07	56,42
24-jun	3197,88	448,39	479,08	342,69
25-jun	3064,91	360,24	394,07	316,24
26-jun	4327,52	965,42	1002,40	681,24
27-jun	3132,33	480,12	505,81	347,86
28-jun (Promedio)	3142,84	559,47	587,72	495,18
29-jun	2711,52	264,50	297,76	261,19
30-jun	3801,56	509,76	531,28	432,45
1-jul	3740,82	552,05	586,59	381,98
2-jul (Menor)	1907,45	191,81	211,28	152,77
3-jul	4260,42	834,87	862,62	586,56
4-jul	4632,28	992,11	1022,37	666,16
TOTAL (*k)	59,10	9,46	9,96	7,19



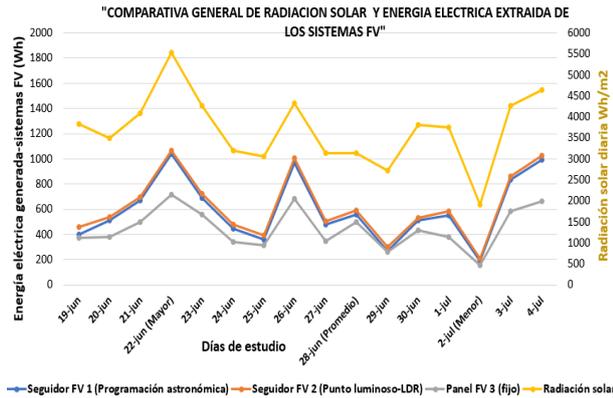


Figura 20: Comparativa general de las curvas características de radiación solar y energía extraída de los sistemas fotovoltaicos por día [Los autores, 2023]

La Tabla 5 muestra los valores de temperatura promedio alcanzados por los paneles de cada sistema FV, testeados por los sensores de temperatura (LM35) que fueron colocados sobre el panel. También se encuentran los valores del consumo de los motores eléctricos NEMA23 durante las horas de funcionamiento en el trayecto de los días de estudio, colocados en los SFV1 y SFV2. La fig. 21 muestra la comparativa de las curvas características de temperatura promedio por día de cada panel que conforman los diferentes sistemas FV.

Tabla 5: Datos de temperatura y consumo de energía eléctrica por los motores de los SFV1 y SFV2

Temperatura promedio de los sistemas FV y consumo de motores					
Días de estudio " desde (06:00AM-18:00PM)"	SFV1 (°C)	SFV2 (°C)	SFV3 (°C)	M1 SFV1 (Wh)	M2 SFV2 (Wh)
19-jun	28,4	30,1	27,5	3,63	37,68
20-jun	34,04	34,38	32,89	4,02	36,45
21-jun	32,38	32,25	28,49	3,72	44,23
22-jun (Mayor)	36,11	36,20	31,12	3,66	41,54
23-jun	30,59	31,03	30,70	3,46	37,77
24-jun	30,71	31,00	27,57	3,19	37,74
25-jun	29,36	30,17	27,29	3,46	37,24
26-jun	32,81	32,88	29,48	3,26	39,37
27-jun	30,18	30,80	28,50	2,84	35,42
28-jun (Promedio)	31,15	32,00	31,17	3,26	37,45
29-jun	27,21	27,94	25,61	3,17	36,34
30-jun	31,54	32,87	28,98	3,09	35,95

1-jul	30,87	31,77	28,52	3,01	35,43
2-jul (Menor)	27,39	28,30	26,42	3,32	35,04
3-jul	32,83	33,97	31,40	3,21	35,97
4-jul	33,62	33,13	31,75	3,05	35,28
TOTAL (*k)				0,05	0,60

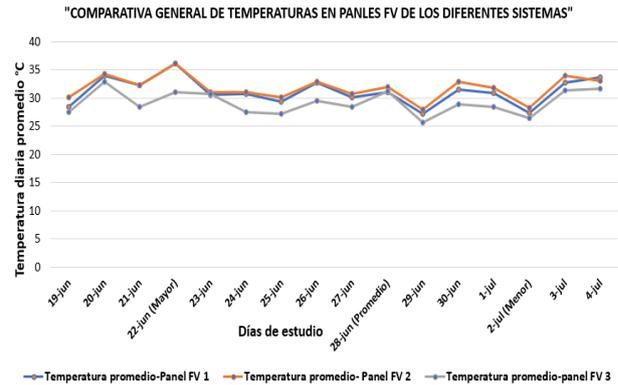


Figura 21: Comparativa general de las curvas características de temperaturas en paneles FV [Los autores, 2023]

La Tabla 6 muestra el consumo promedio de los componentes electrónicos que conforman el sistema, determinado por su "datasheet" y horas de uso, consumo que se suma al consumo de los motores para el análisis.

Tabla 6: Consumo de energía por componentes que conforman el sistema FV general y costos.

Consumo en (W)	Horas de uso	Wh diarios	Valor por sistema con motor y panel FV \$	
Arduino + RTC	1,2	24	SFV1	210
Sistema de (relé y sensores)	2,4	12	SFV2	260
LDR	0,1	12	SFVfijo	120
Total		58,8	Estructura	12

La Tabla 7 muestra los datos del estudio global de los sistemas fotovoltaicos, en donde se analiza la producción de los seguidores solares (SFV1 y SFV2) respecto al panel fijo, contemplando las pérdidas que tiene cada uno por el movimiento realizado para corregir la posición del panel para mantenerlo perpendicular al sol. Se propuso dos escenarios para el análisis, con el sistema de medición de potencia (circuito de conmutación) incorporado para la investigación y sin este. Por consiguiente, el SFV1 obtuvo una producción energética total de 9,46 kWh, superior en un 31,63% (2,27 kWh extra) a la producción del panel fijo quien tuvo una producción energética total de 7,19 kWh. De esos 2.27

kWh, el SFV1 pierde alrededor del 20,80% al corregir la posición del panel FV, aprovechando netamente 1,8 kWh, equivalentes a 25% (este análisis sin el sistema de medición) y con el sistema de medición pierde alrededor del 43,26% quedando con un rendimiento adicional neto de 1,29 kWh, equivalentes a un 18%.

Por consiguiente, el SFV2 obtuvo una producción energética total de 9,96 kWh, superior en un 38,55% (2,77 kWh extra) a la producción del panel fijo quien tuvo una producción energética total de 7,19 kWh. De esos 2,77 kWh, el SFV2 pierde alrededor del 38,50% al corregir la posición del panel FV, aprovechando netamente 1,7 kWh, equivalentes a 24% (este análisis sin el sistema de medición) y con el sistema de medición pierde alrededor del 55,23% quedando con un rendimiento adicional neto de 1,24 kWh, equivalentes a un 17%.

Tabla 7: Datos de producción y consumo durante las pruebas.

% de potencial extraíble y consumible de sistemas FV		Equivalente en kWh		
panel fijo	100	7,19		
SFV1	100	9,46		
SFV2	100	9,96		
Consumo de motor-SFV1	100	0,05		
consumo de motor-SFV2	100	0,60		
Incremento % de Energía E. de SFV		Equivalente en kWh		
SFV1 vs panel fijo	31,63	2,27		
SFV2 vs panel fijo	38,55	2,77		
SFV2 vs SFV1	5,26	0,50		
Diferencia % de consumo entre motores		Equivalente en kWh		
SFV2 vs SFV1	1022,68	0,55		
Consumo en (kWh) por movimiento sin sistema de medición		% kWh útil	% Perdidas por movimiento	(kWh) Netos
Arduino + motor de SFV1	0,47	79,20	20,80	1,80
Arduino + LDR+ motor SFV 2	1,07	61,50	38,50%	1,70
Consumo en (kWh) por movimiento con sistema de medición		% kWh útil	% Perdidas por movimiento	(kWh) Netos
SFV1	0,98	56,74	43,26	1,29
SFV2	1,53	44,77	55,23	1,24

4. CONCLUSIONES

Una vez finalizada la presente investigación se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- Mediante el uso de los seguidores solares se obtiene un incremento en la captación de energía solar de un 31,63% para el SFV1 y 38,55% para el SFV2 lo que representa un 2,27 y 2,77 kWh superior al rendimiento del panel solar fijo durante los días de estudio según la tabla 7.
- Debido a la capacidad de ajustar su posición en función del ángulo óptimo de incidencia solar a lo largo del día, los seguidores FV en un eje presentan una mayor eficiencia en la captación de energía solar en comparativa con el sistema solar fijo, siendo hasta 25% más eficiente el SFV1 y 24% el SFV2 (considerando las pérdidas de energía en ambos casos) tal y como se lo muestra en la Tabla 7. Esto es muy importante ya que el sistema SFV2 tiene un costo superior al SFV1 según la Tabla 6, por lo tanto, resulta más conveniente el SFV1 por obtener casi los mismos valores porcentuales de extracción energética.
- Mientras que el seguidor solar por sensores LDR es quién más porcentaje de producción adicional consigue, también es quién más energía pierde en el movimiento ya que su motor siempre está activo y el SFV1 solo ejecuta movimientos en las horas programadas, quedando así con un porcentaje de energía levemente superior. Como se muestra en la Tabla 4, el sistema de rastreo justifica su uso en lugares donde existe un índice continuo de buena radiación solar, tal y como se lo demostró en el día 22 de junio, mientras que en lugares donde el índice de radiación es bajo y escaso no se justifica el uso de estos sistemas, ya que la diferencia de producción es despreciable según se observa en el día 2 de julio.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] I. Pazmiño, D. Ochoa, E. P. Minaya, and H. P. Mera, "Use of Battery Energy Storage Systems to Enhance the Frequency Stability of an Islanded Microgrid Based on Hybrid Photovoltaic-Diesel Generation.," Energy and City. CSECity 2021. Lecture Notes in Networks and Systems, vol. 379, 2022.

[2] S. Gochhait, R. Asodiya, T. Hasarmani, V. Patin and O. Maslova, "Application of IoT: A Study on Automated Solar Panel Cleaning System," 4th International Conference on Electrical, Control and Instrumentation Engineering (ICECIE), Kuala Lumpur, Malaysia, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICECIE55199.2022.10000375, 2022



- [3] A. Barman, M. Islam, M. Mannan and M. B. H. Bhuian, "Energy Payback Analysis of Building Integrated Photovoltaic of High-rise Buildings in Urban Areas," International Conference on Energy and Power Engineering (ICEPE), Dhaka, Bangladesh, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICEPE56629.2022.10044909, 2022.
- [4] C. A. Belhadj, A. M. Ba-Abbad and R. Ben-Mansour, "An Integrated Thermal and Electrical Model for PV Panel Performance," 15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), Yasmine Hammamet, Tunisia, 2018, pp. 769-772, doi: 10.1109/SSD.2018.8570608, 2018.
- [5] M. H. Bin Ishak, N. Burham, M. Masrie, Z. Janin and R. Sam, "Automatic Dual-Axis Solar Tracking System for Enhancing the Performance of a Solar Photovoltaic Panel," IEEE 9th International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Applications (ICSIMA), Kuala Lumpur, Malaysia, 2023, pp. 279-283, doi: 10.1109/ICSIMA59853.2023.10373430, 2023.
- [6] C. M. Alarcón Aguirre and C. D. Lopéz Estévez, "Desarrollo e Implementación del Control de un Seguidor Solar en un eje con Estrategias de Posicionamiento Para Paneles Fotovoltaicos en la Ciudad de Quito," Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.
- [7] V. Kher, S. Sharma, S. H. M, M. N, Y. O. M and N. A. Bhinge, "Scheduled single axis solar tracker system for improvisation of energy efficiency," 4th International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT), Tirunelveli, India, 2022, pp. 787-791, doi: 10.1109/ICSSIT53264.2022.9716418, 2022
- [8] R. Z. Suárez and H. F. V. Flores, "Comparación tecno-económica de la implementación de algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos sobre terreno con seguidores solares de un eje en Honduras.," ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe, vol. 5, pp. 72-90, 2021.
- [9] Á. Rey-Baltar de la Rica, "Diseño y análisis de un actuador lineal electromecánico anti bloqueante.," Escuela de Ingeniería de Bilbao, Bilbao, 2023.
- [10] M. Gutiérrez Chávez, "Seguidor Solar con Plataforma Stewart (Solar Tracker with Stewart Platform)," Universidad de Cantabria, 2022.
- [11] "IEEE Draft Recommended Practice for Testing the Performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems," in IEEE P1526/D7, August 2020 , vol., no., pp.1-31, 3 Sept. 2020.



Anghelo A. Moreira Espinoza. - Nació en Santo Domingo de los Tsáchilas, Ecuador en 1999. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí en 2023.



Juan Carlos Intriago. - Nació en Manabí en 1992. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí en 2023.



Iván P. Pazmiño Ordoñez.—Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, 2015. M.Sc. Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Madrid, 2019. MBA mención Operaciones de Sectores Estratégicos, Escuela Politécnica Nacional, 2023.

Actualmente se desempeña como Docente en la Carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.



Marcos A. Ponce-Jara.—Ingeniero Técnico en Telecomunicaciones, especialidad en Sistemas Electrónicos, Universidad Politécnica de Cataluña, España (UPC), 2008. Doctor en Tecnologías Industriales, Universidad Nacional de Educación

a Distancia de España (UNED), 2019. Actualmente se desempeña como Docente en la Carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.



Milton E. Moreano Alvarado.—Ingeniero Eléctrico, Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí (ULEAM) (2009), Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética, Universidad de Zaragoza, España (2014).

Actualmente es Docente en la carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.