

Python-based Tool for Inertial Power Flow Studies

Módulo de Software en Lenguaje Python para Estudios de Flujo de Potencia Inercial

 C.M. Mancero¹

 N.V. Granda²

¹CELEC EP – UN Hidrotoapi, Santo Domingo de los Tsáchilas, Ecuador
E-mail: christian.mancero@celec.goc.ec

²Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: nelson.granda@epn.edu.ec

Abstract

In this work, the mathematical formulation of the "Inertial Power Flow" is presented, which allows finding a new equilibrium point in a power system that is subjected to a disturbance, starting from a given initial condition. The solution method is based on the modification of the Newton-Raphson algorithm for the solution of the power flow problem, incorporating the equations that characterize the action of the generator control systems (speed governor and voltage regulator), and the voltage and frequency dependent load modeling equations. In this way, the frequency deviation of the system, the redistribution of power flows in the network (Distributed Slack), as well as the changes in nodal voltages can be calculated. The software tool is developed in Python language and applied to the IEEE New England system. The results using the software tool are compared with those obtained from the DIgSILENT Power Factory program, where the relative errors are calculated in order to validate the developed tool.

Index terms— Inertial Power Flow, Newton – Raphson Method, Speed Governor, Automatic Voltage Regulator, Load Modelling.

Resumen

En este trabajo se presenta la formulación matemática del denominado “Flujo de Potencia Inercial”, que permite encontrar un nuevo punto de equilibrio en un sistema de potencia que es sometido a una perturbación, a partir de una condición inicial dada. El método de solución se basa en la modificación del algoritmo de Newton – Raphson para la solución de flujos de potencia, incorporando las ecuaciones que caracterizan la acción de los sistemas de control de los generadores (governador de velocidad y regulador de voltaje), y las ecuaciones de modelación de la carga dependiente del voltaje y frecuencia. De esta manera se puedan calcular la desviación de frecuencia del sistema, la redistribución de los flujos de potencia en la red (Slack Distribuida), así como, los cambios en los voltajes nodales. La herramienta de software es desarrollada en lenguaje Python y aplicada al sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Los resultados obtenidos son comparados con los obtenidos del programa Power Factory de DIgSILENT, calculando los errores relativos que permiten la validación de la herramienta desarrollada.

Palabras clave— Flujo de Potencia Inercial, Método Newton – Raphson, Regulador de Velocidad, Regulador Automático de Voltaje, Modelación de la Carga.

Recibido: 06-11-2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Mancero, C.; Granda, N. (2023). “Módulo de Software en Lenguaje Python para Estudios de Flujos de Potencia Inercial”, Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue II, Pp. 1-9

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (*SEP*) están formados por una gran variedad de elementos interconectados, desde fuentes de energías renovables no convencionales hasta redes inteligentes, y se caracterizan por tener una alta complejidad, lo que ha llevado al desarrollo de metodologías computacionales en ordenadores de gran capacidad y velocidad para analizar el comportamiento de estos sistemas. Para operar el SEP bajo condiciones de confiabilidad y seguridad adecuadas es imprescindible realizar análisis de estabilidad y de seguridad que determinen vulnerabilidades en el sistema; los principales tipos de análisis son de estabilidad dinámica y de estabilidad estática, siendo este último tipo el objeto de estudio del presente trabajo.

El estudio de estabilidad estática determina las condiciones del sistema en estado estacionario después de una perturbación, buscando un nuevo punto de equilibrio que será una aproximación al punto de estado estable obtenido de un análisis dinámico, para luego verificar que los valores nominales de los equipos o restricciones de voltaje o cualquier otra magnitud no hayan sido violados [1]. Un estudio estático parte de la suposición de que el sistema permanece estable después de la respuesta transitoria, utilizando modelos matemáticos que emulen el efecto de los sistemas de control de los diferentes elementos del SEP, principalmente, regulador de velocidad y regulador automático de voltaje (*AVR*) [2]. La herramienta fundamental para el análisis de estabilidad estática es el estudio de flujos de potencia.

Los estudios tradicionales de flujos de potencia determinan el punto de equilibrio estable del SEP posterior una perturbación y es un problema que se ha estudiado desde mediados de los años 50 [3], y se sigue estudiando actualmente [4], [5], [6]. Generalmente, los estudios convencionales de flujos de potencia han sido resueltos asumiendo que [7]:

- La frecuencia del sistema permanece constante.
- El balance generación – carga es regulado por un generador ideal, llamado Slack.
- Se consideran nodos PV de generación que suponen un AVR con una ganancia de regulación muy grande, tal que estando dentro de los límites de potencia reactiva es capaz de mantener constante el voltaje en terminales [8].
- La dependencia de la carga con el voltaje y frecuencia del sistema es despreciada.
- No se considera la acción del control primario del sistema.

Debido a tales consideraciones, un estudio convencional de flujos de potencia es adecuado para el análisis de una condición operativa en que la variación de la frecuencia y el voltaje permanece dentro de rangos limitados; sin embargo, cuando existe una variación importante en el balance generación – carga resulta poco

aplicable. Se ha propuesto varias formulaciones alternativas como: el flujo de potencia dinámico [9], [10], [11], y el Flujo de Potencia Inercial (*FPI*) [7], [5], [12], este último consiste en la modificación de las ecuaciones de balance de potencia, así como del método iterativo de Newton Raphson (modificación al cálculo de la matriz Jacobiana), mediante la inclusión de las ecuaciones estáticas simplificadas que representan la acción de control de los reguladores automáticos de voltaje y de velocidad de los generadores; así como, la inclusión de las expresiones algebraicas que representan la dependencia de la carga con la frecuencia y el voltaje. Esta formulación elimina el concepto de la barra Slack, empleando lo que se conoce como “Slack distribuido”.

En el presente trabajo se presenta la implementación de un algoritmo de flujos de potencia inercial que permite determinar la frecuencia del sistema, el voltaje en las barras y los flujos de potencia por elementos de la red luego de una pérdida repentina de generación, carga y/o salida de líneas de transmisión, considerando la acción de los sistemas de control de los generadores y la dependencia de la carga con la frecuencia y el voltaje. El algoritmo es implementado en lenguaje Python, para ser usado a nivel académico y de investigación. En la Sección 2 se presenta la modelación matemática de los elementos del SEP, para en la Sección 3 presentar la formulación matemática del algoritmo de flujos de potencia inercial. La aplicación y resultados de la herramienta desarrollada se presentan en la Sección 4, y finalmente, en la Sección 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

2. MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SEP

Para el cálculo de flujos de potencia es necesario definir los modelos matemáticos de los elementos que componen el SEP, de forma que representen fielmente su comportamiento ante diferentes condiciones operativas.

2.1. Modelo Estático de los Sistemas de Control del Generador

Todo generador sincrónico está equipado, principalmente, por dos mecanismos de control: el regulador automático de voltaje (*AVR*) y el regulador de velocidad (*Gobernador*) [13].

El regulador de velocidad se encarga de realizar la Regulación Primaria de Frecuencia (*RPF*) en forma automática, modificando la potencia de generación de las unidades en operación. El error de la frecuencia del sistema, en estado estable, depende del efecto combinado del estatismo permanente de los reguladores de velocidad y la sensibilidad de la carga frente a variaciones de frecuencia [14]. Al analizar el comportamiento cuasi estacionario del regulador de velocidad y, suponiendo que la potencia generada se ajusta constantemente a través de pequeños cambios en el valor de referencia, éste

puede representarse mediante una sucesión de estados estables, la variación de la potencia generada en el nodo i , ante un cambio de potencia de demanda y en función de la variación de frecuencia viene dada por:

$$P_{Gi} = P_{Gset i} - \frac{P_{nom i}}{R} \Delta f \quad (1)$$

Donde: P_{Gi} es la potencia total de generación del generador conectado al nodo i ; $P_{Gset i}$ es la potencia de generación de la máquina predisturbio; R es el estatismo permanente del generador, y Δf la variación de la frecuencia en estado estable ante cambios en la demanda o perturbaciones del sistema.

Con respecto al AVR, en el mercado existen diversos diagramas de bloques muy complejos y con un gran número de funciones de transferencia, mismos que son aptos para estudios de estabilidad dinámica. Sin embargo, para el presente trabajo se requiere de un modelo estático del AVR, y se propone utilizar la denominada reactancia equivalente X_{mq} , que matemáticamente se define como la derivada parcial entre el voltaje en los terminales y la corriente I_Q del generador [15]:

$$X_{mq} = \frac{\partial V}{\partial I_Q} = \frac{X_d \cos \delta}{K_A + \cos \delta} + \frac{(X_d - X_q) I_q}{E_q} \frac{X_d K_A \cos \delta}{(K_A + \cos \delta)^2} \quad (2)$$

Donde: X_d y X_q son las reactancias sincrónicas de eje directo y de cuadratura, E_q es el voltaje sobre el eje de cuadratura; K_A es la ganancia de lazo abierto del AVR; I_Q es la corriente de eje directo y δ es el ángulo de carga de la máquina. Esta reactancia, como se observa en la Fig. 1, se puede interpretar físicamente como la pendiente que existe entre el voltaje de la máquina frente a los fasores de corrientes activa y reactiva, cuyo efecto repercute directamente sobre la generación de potencia reactiva, lo cual permite introducir la sensibilidad entre la potencia reactiva generada y el voltaje en terminales, quedando la generación de potencia reactiva expresada como [15]:

$$Q_{Gi} = Q_{Gset i} + \frac{V_i (V_{0i} - V_i)}{X_{mq i}} \quad (3)$$

Donde: Q_{Gi} es la potencia de generación reactiva total inyectada al nodo i ; $Q_{Gset i}$ es la potencia de generación reactiva predisturbio; V_{0i} es el voltaje predisturbio en el nodo i y V_i es la magnitud de voltaje del nodo i . En la Fig. 1 se presenta el modelo usado en el FPI luego de una contingencia, donde las barras PV se cambian a barras PQ con la potencia activa y reactiva generada considerando el efecto del regulador de velocidad (estatismo), y se incluye una nueva barra ficticia PV, con el voltaje especificado igual al voltaje especificado inicial del generador, esta barra PV se conecta a través de la reactancia X_{mq} .

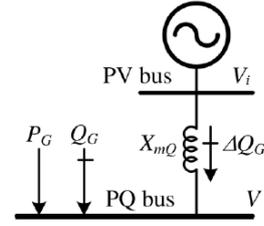


Figura 1: Modelo estático del AVR incorporado a un generador conectado a la red

Finalmente, se obtiene un modelo alternativo de la máquina sincrónica en el cual la potencia activa generada es función de la desviación de la frecuencia del sistema y el estatismo, y la potencia reactiva generada es función del voltaje en terminales y de la reactancia equivalente X_{mq} , como se muestra en la Fig. 2.

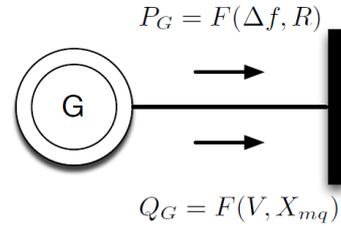


Figura 2: Modelo del generador sincrónico con controles primarios

2.2. Modelación de la Carga

En el presente trabajo se modela la carga a partir de la sumatoria entre el modelo ZIP y dos modelos exponenciales dependientes de la frecuencia; la finalidad es contar con un modelo flexible y a la vez susceptible a cambios de potencia debido a variaciones en el perfil del voltaje o variaciones de frecuencia del sistema; este modelo permite que se puedan tener varios tipos o características de carga conectadas a una misma barra. De esta manera, la potencia activa de la carga está dada por [16]:

$$\frac{P_C}{P_{C0}} = K_{pz} \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + K_{pi} \left(\frac{V}{V_0} \right) + K_{pc} + K_{p1} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{pv1} (1 + n_{pf1} \Delta f) + K_{p2} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{pv2} (1 + n_{pf2} \Delta f) \quad (4)$$

Sujeto a:

$$K_{pz} = 1 - (K_{pi} + K_{pc} + K_{p1} + K_{p2}) \quad (5)$$

Y la potencia reactiva de la carga se calcula como:

$$\begin{aligned} \frac{Q_c}{Q_{c0}} = & K_{qz} \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + K_{qi} \left(\frac{V}{V_0}\right) + K_{qc} \\ & + K_{q1} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{qv1} (1 + n_{qf1} \Delta f) \\ & + K_{q2} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{qv2} (1 + n_{qf2} \Delta f) \end{aligned} \quad (6)$$

Sujeto a:

$$K_{qz} = 1 - (K_{qi} + K_{qc} + K_{q1} + K_{q2}) \quad (7)$$

Donde: K_{pz} y K_{qz} son porcentajes de potencia activa y reactiva de impedancia constante; K_{pi} y K_{qi} son porcentajes de potencia activa y reactiva de corriente constante; K_{pc} y K_{qc} son porcentajes de potencia activa y reactiva de potencia constante; K_{p1} , K_{p2} , K_{q1} y K_{q2} son porcentajes de carga activa y reactiva con característica exponencial dependiente del voltaje; $pv1$, $pv2$, $qv1$ y $qv2$ son sensibilidades de la carga activa y reactiva con respecto a cambios de voltaje del modelo exponencial; y n_{pf1} , n_{pf2} , n_{qf1} y n_{qf2} son parámetros de sensibilidad de la carga activa y reactiva por cambios en la frecuencia.

3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL FLUJO DE POTENCIA INERCIAL

Considere que el SEP está representado por las siguientes ecuaciones de balance de potencia [4]:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Ci} - P_i^{cal} = 0 \quad (8)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} - Q_i^{cal} = 0 \quad (9)$$

Para $i = 1, 2, \dots, n$ barras; donde: ΔP_i , ΔQ_i son el desbalance de potencia activa y reactiva del sistema el nodo i ; P_{Gi} , Q_{Gi} son las potencias activa y reactiva generadas en el nodo i (ecuaciones 1 y 3); P_{Ci} , Q_{Ci} son las potencias activa y reactiva consumidas por la carga en el nodo i (ecuaciones 4 y 6); P_i^{cal} , Q_i^{cal} son las potencias activa y reactiva inyectadas al nodo i . Cabe indicar que las nuevas ecuaciones de balance de potencia son funciones dependientes del voltaje nodal V_i , del ángulo nodal θ_i y de la desviación de frecuencia del sistema Δf :

$$\Delta P = f_1(V, \theta, \Delta f) \quad (10)$$

$$\Delta Q = f_2(V, \theta, \Delta f) \quad (11)$$

Aplicando el método de Newton – Raphson, su formulación matricial se expresa como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta f} & v \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial \Delta f} & v \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta(\Delta f) \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & F & N \\ K & G & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta(\Delta f) \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Los términos de ΔP y ΔQ , son calculados mediante las ecuaciones 8 y 9 respectivamente, para todas las barras del sistema. Las submatrices jacobianas H y K , de orden $(n, n - 1)$ se construyen para todas las barras, descartando la columna de la referencia angular. Por otro lado, las submatrices N y L están construidas para todas las barras n del sistema. Las expresiones empleadas para el cálculo de los elementos de las submatrices H y K , así como, para los elementos fuera de la diagonal de las submatrices N y L , son iguales a las empleadas en el cálculo de flujos de potencia convencional [5]. Sin embargo, para modelar el efecto del AVR en las barras con generador se debe añadir el siguiente término al elemento diagonal de la submatriz L correspondiente al terminal del generador i [4]:

$$V_i \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} = V_i \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} - \frac{V_i(V_{0i} - 2V_i)}{X_{mqi}} \quad (14)$$

Las submatrices F y G de la matriz jacobiana son vectores columna de orden n , correspondientes a las derivadas parciales de las ecuaciones de balance de potencia 8 y 9 con respecto a la variación de frecuencia. En esta formulación específica, la mayoría de los elementos de estas submatrices son cero cuando no existe una fuente de generación; sin embargo, tomando en cuenta las expresiones de la modelación de la carga, cada elemento de F y G se calcula mediante las siguientes expresiones, para $i = 1, 2, \dots, n$:

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \Delta f} = F_i = \frac{P_{nomi}}{R_i} - \frac{\partial \Delta P_{Coi}}{\partial \Delta f} \quad (15)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \Delta f} = G_i = - \frac{\partial \Delta Q_{Coi}}{\partial \Delta f} \quad (16)$$

Finalmente, el sistema de ecuaciones algebraicas linealizadas, considerando un sistema de " n " barras, en el cual la barra Slack del método convencional (barra " n ") se toma únicamente como referencia angular, queda expresado en forma matricial tal como se muestra en la ecuación (17) [5]:

Las magnitudes de tensión en por unidad V_i , los ángulos θ_i , y la desviación de la frecuencia del sistema Δf se corrigen iterativamente de acuerdo con la ecuación 18, para cada iteración k , hasta alcanzar una tolerancia específica, obteniendo como resultado el nuevo punto de equilibrio posdisturbio.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \Delta f \\ V \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ \Delta f \\ V \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(k)} \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & \cdots & H_{1(n-1)} & F_1 & N_{11} & \cdots & N_{1(n-1)} & N_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ H_{(n-1)1} & \cdots & H_{(n-1)(n-1)} & F_{(n-1)} & N_{(n-1)1} & \cdots & N_{(n-1)(n-1)} & N_{(n-1)n} \\ H_{n1} & \cdots & H_{n(n-1)} & F_n & N_{n1} & \cdots & N_{n(n-1)} & N_{nn} \\ K_{11} & \cdots & K_{1(n-1)} & G_1 & L_{11} & \cdots & L_{1(n-1)} & L_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ K_{(n-1)1} & \cdots & K_{(n-1)(n-1)} & G_{(n-1)} & L_{(n-1)1} & \cdots & L_{(n-1)(n-1)} & L_{(n-1)n} \\ K_{n1} & \cdots & K_{n(n-1)} & G_n & L_{n1} & \cdots & L_{n(n-1)} & L_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{(n-1)} \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{n-1}/V_{n-1} \\ \Delta V_n/V_n \end{bmatrix} \quad (17)$$

Una vez determinadas las variables de estado del sistema, se pueden calcular las pérdidas de potencia en la red, así como los flujos de potencia a través de los elementos del sistema.

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

La formulación matemática presentada ha sido implementada en un módulo computacional, desarrollado en lenguaje Python, en el Anexo I se presenta el diagrama de flujo de su funcionamiento. Posteriormente, dicho módulo es aplicado al sistema de prueba IEEE New England de 39 barras y 10 generadores, en donde, partiendo de una condición inicial obtenida mediante un flujo de potencia convencional, se aplica una contingencia de salida de generación o de carga, y se determina el nuevo punto de equilibrio poscontingencia, mediante el FPI.

4.1. Caso de Estudio: Salida de Generación

La contingencia consiste en la “salida intempestiva del generador 1, conectado a la barra 30”. En las Tablas I y II se observan la condición inicial del sistema y los resultados del punto de equilibrio posdisturbio, obtenidos mediante el FPI y simulación en el dominio del tiempo usando Power Factory de DIGSILENT, con un tiempo total de simulación de 20 segundos, en que se alcanza el nuevo punto de equilibrio estable.

Tabla 1: Potencia Activa Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Salida de Generación

Elemento	Condición inicial [MW]	FPI [MW]	Power Factory [MW]	Error Relativo [%]
Gen 1	250	0	0	0.000
Gen 2	520.81	548.18	548.34	0.028
Gen 3	650	677.37	677.44	0.010
Gen 4	632	659.37	659.49	0.018
Gen 5	508	535.37	535.43	0.010
Gen 6	650	677.37	677.46	0.013
Gen 7	560	587.37	587.55	0.030
Gen 8	540	567.37	567.56	0.032
Gen 9	830	859.97	864.53	0.528
Gen 10	1000	1000	1000.67	0.067
Total	6140.81	6112.37	6118.46	

Respecto de la potencia activa generada, los resultados muestran que todos los generadores contribuyen a solventar el déficit de generación, según el modelo de barra Slack Distribuida, lo que se asemeja a la respuesta real del SEP. Se aprecia también que la modelación estática del regulador de velocidad permite alcanzar una potencia activa de generación similar a la obtenida mediante la simulación en el dominio del tiempo, presentando errores menores al 1%.

Tabla 2: Potencia Reactiva Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Salida de Generación

Elemento	Condición inicial [MVAR]	FPI [MVAR]	Power Factory [MVAR]	Error Relativo [%]
Gen 1	146.16	0.00	0.00	0.000
Gen 2	198.25	230.54	230.31	-0.102
Gen 3	205.14	238.91	238.84	-0.031
Gen 4	109.91	133.09	133.48	0.296
Gen 5	165.76	177.99	178.22	0.125
Gen 6	212.41	240.47	240.82	0.144
Gen 7	101.17	119.43	119.95	0.428
Gen 8	0.44	64.97	64.61	-0.566
Gen 9	22.84	50.24	51.08	1.636
Gen 10	88.28	96.72	99.60	2.886
Total	1250.37	1352.39	1356.90	

Respecto a la potencia reactiva generada, la modelación estática del AVR permite obtener una respuesta similar a la obtenida mediante simulación en el dominio del tiempo, provocando que cada generador aporte los reactivos necesarios para tratar de mantener el perfil de voltaje. Los errores de potencia reactiva generada, en su mayoría, se mantienen por debajo del 1% a excepción de los generadores 9 y 10 (barras 38 y 39) donde es error es menor al 3%. Se debe mencionar que las diferencias entre potencias reactivas de generación obtenidas mediante la herramienta desarrollada y Power Factory son menores a 3 MVAR y representan un mínimo porcentaje respecto de la potencia reactiva total del sistema (1357 MVAR).

Los errores están relacionados con la modelación de la dependencia de la carga con el voltaje y la frecuencia, principalmente. Power Factory implementa un modelo



ZIP, y por ende, existirán diferencias respecto de la propuesta de modelación de la carga del presente trabajo. Otras fuentes de error es la modelación de los límites de generación de potencia reactiva, el FPI implementa límites fijos mientras que Power Factory modela las curvas de capacidad de los generadores y los límites definidos por limitadores de sub y sobre excitación.

Adicionalmente, se presenta una comparación entre la magnitud del voltaje y la frecuencia de la barra 30, así como la potencia activa de generación de la barra 31, obtenidas mediante el FPI y simulación en el dominio del tiempo. Los resultados se muestran en las Figs 3, 4 y 5.

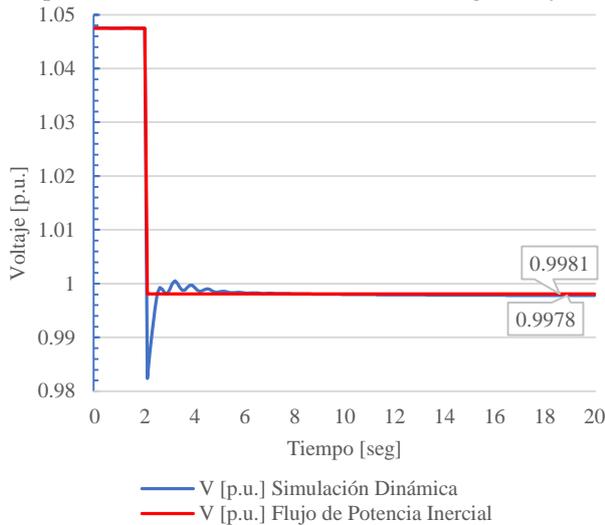


Figura 3: Voltaje de barra 30 - Salida de Generación

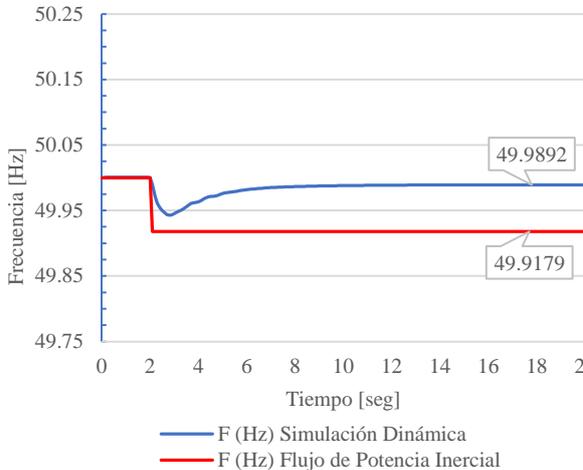


Figura 4: Frecuencia de barra 30 - Salida de Generación.

En las Figs. 3 y 4 se aprecia como ambos métodos encuentran un nuevo punto de equilibrio estable en voltaje y frecuencia con una diferencia mínima. Cuando se considera la frecuencia, el error relativo es de 0.143%, mientras que cuando se considera el voltaje, el error relativo 0.03%. En este caso de estudio, el punto de equilibrio alcanzado con el FPI es prácticamente igual al obtenido mediante simulación en el dominio del tiempo.

Finalmente, en la Fig. 5 se aprecia como la modelación del regulador de velocidad en el FPI permite

alcanzar un nivel de generación muy cercano al obtenido con simulación en el dominio del tiempo.

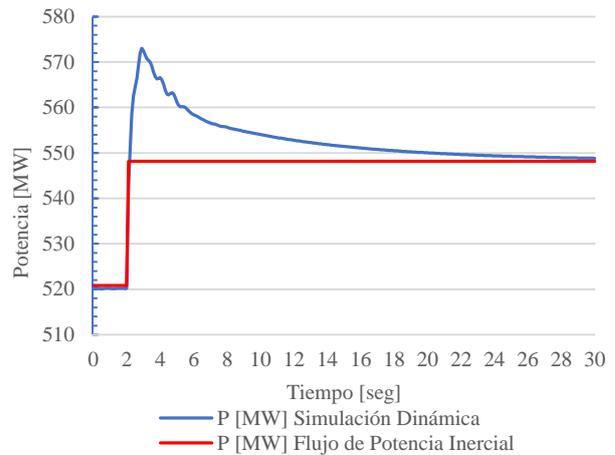


Figura 5: Potencia activa generada en barra 31 - Salida de Generación

4.2. Caso de Estudio: Pérdida de Carga

En este caso la contingencia consiste en la “salida intempestiva de la carga conectada a la barra 26”. Los resultados se presentan en las Tablas III y IV donde se han hecho similares consideraciones que el caso de estudio anterior. Todos los generadores aportan con potencia activa y reactiva para contener las variaciones de frecuencia y voltaje producto de la contingencia.

Tabla 3: Potencia Activa Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Pérdida de Carga

Elemento	Condición inicial [MW]	FPI [MW]	Power Factory [MW]	Error Relativo [%]
Gen 1	250	239.21	241.33	0.879
Gen 2	520.81	505.53	504.46	-0.212
Gen 3	650	634.71	633.66	-0.167
Gen 4	632	616.71	615.65	-0.173
Gen 5	508	492.71	500.80	1.614
Gen 6	650	634.71	633.65	-0.168
Gen 7	560	544.71	543.64	-0.198
Gen 8	540	524.71	523.64	-0.206
Gen 9	830	813.26	809.41	-0.477
Gen 10	1000	1000.00	999.58	-0.042
Total	6140.81	6006.29	6005.81	

Al igual que en el caso anterior, se observa que la modelación propuesta de los sistemas de control (regulador de velocidad y AVR) permite alcanzar un punto de equilibrio poscontingencia similar al obtenido con simulación en el dominio del tiempo. En el caso de la potencia activa generada, los errores relativos no superan el 1%.

Tabla 4: Potencia Reactiva Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Pérdida de Carga

Elemento	Condición inicial [MW]	FPI [MVAR]	Power Factory [MVAR]	Error Relativo [%]
Gen 1	146.16	144.84	143.76	-0.752
Gen 2	198.25	193.17	192.77	-0.208
Gen 3	205.14	199.35	198.97	-0.192
Gen 4	109.91	103.71	103.84	0.120
Gen 5	165.76	162.12	162.60	0.293
Gen 6	212.41	204.23	203.89	-0.166
Gen 7	101.17	95.30	94.94	-0.380
Gen 8	0.44	-11.08	-11.32	2.120
Gen 9	22.84	8.55	8.17	-4.656
Gen 10	88.28	88.16	88.27	0.132
Total	1250.37	1188.34	1185.88	

Respecto de la potencia reactiva generada, en la mayoría de los casos, el error relativo se mantiene por debajo del 3%, a excepción de la barra 38 (Gen 9) que llega al 5%. La causa está relacionada con la modelación de la carga y los límites de generación de potencia reactiva de los generadores, como se explicó en el caso de estudio anterior.

En las Figs. 6 y 7 se presenta la comparación de resultados obtenidos mediante el FPI y la simulación en el dominio del tiempo usando Power Factory, tomando como variables de análisis la magnitud del voltaje y la frecuencia en la barra 26.

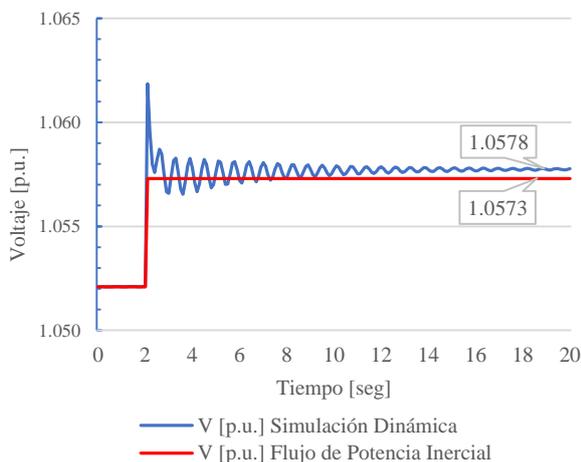


Figura 6: Voltaje de barra 26 – Pérdida de Carga

En ambos casos, se alcanza un nuevo punto de equilibrio estable, con una diferencia mínima. El error relativo de la frecuencia es de 0,079%, mientras que cuando se analiza la magnitud del voltaje, el error relativo es de 0.05%.

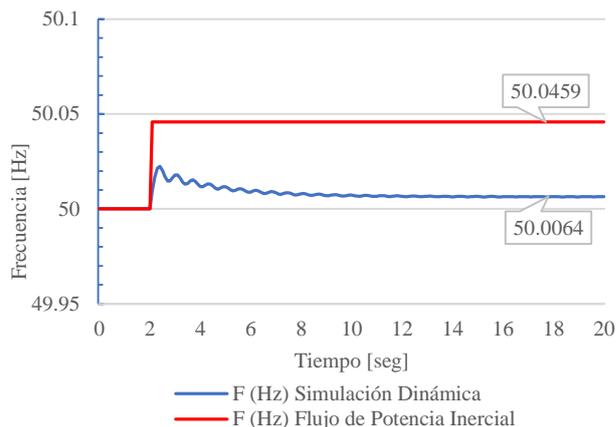


Figura 7: Frecuencia en barra 26 – Pérdida de Carga.

En las Figs. 8 y 9 se muestran las potencias activa y reactiva generadas en la barra 32 (Gen 3), donde se puede apreciar que la modelación estática del AVR como del regulador de velocidad, permiten alcanzar un punto de equilibrio estable similar al obtenido por simulación en el dominio del tiempo.

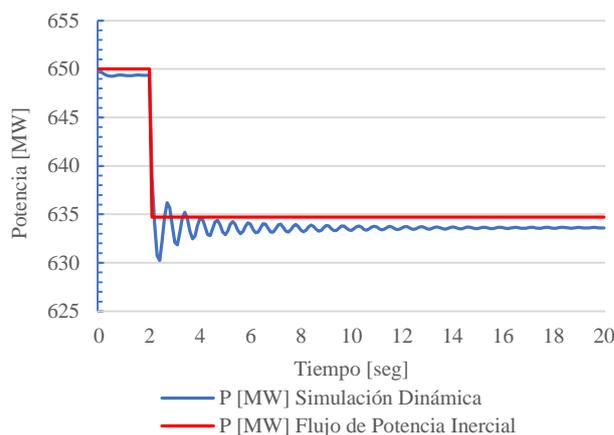


Figura 8: Potencia activa generada en barra 32 – Pérdida de Carga

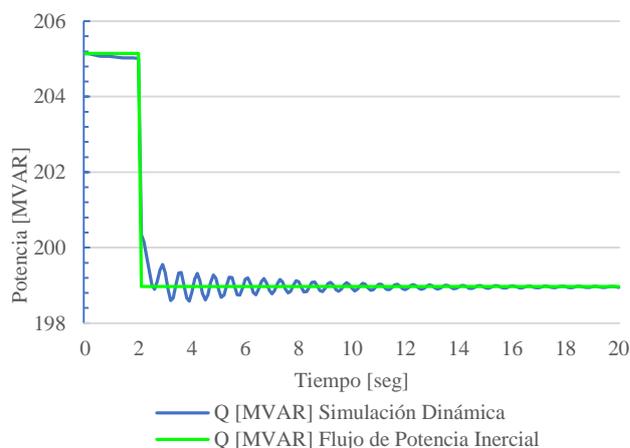


Figura 9: Potencia reactiva generada en barra 32 - Pérdida de Carga



El pequeño error relativo en las variables de frecuencia, potencias activa y reactiva generadas, así como la tendencia observada en las figuras presentadas en ambos casos de estudio, muestran que los resultados obtenidos mediante el FPI son similares a los obtenidos mediante simulación en el dominio en el tiempo, con lo que se valida su desempeño.

Cabe mencionar que ambos casos (FPI y simulación en el dominio del tiempo) es necesario determinar la condición inicial predisturbio, mediante un flujo de potencia convencional. El FPI presenta menor tiempo de cálculo del nuevo punto de equilibrio poscontingencia respecto del tiempo de simulación en el dominio del tiempo, con resultados similares. Respecto del flujo de potencia convencional, el FPI permite determinar la frecuencia alcanzada luego de una contingencia que modifique el balance generación – carga y una redistribución de los flujos de potencia más realista, considerando la respuesta real de los generadores debido a sus sistemas de control.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis en estado estable del regulador de velocidad y la consideración de la reactancia equivalente X_{mq} que emula la acción del AVR del generador, permiten introducir la sensibilidad de potencia activa y reactiva de generación en las ecuaciones de balance de potencia nodal, convirtiéndolas en ecuaciones dependientes de los cambios de voltaje y de frecuencia; esto permite la inclusión de derivadas parciales que modifican la matriz jacobiana para el flujo de potencia inercial.

El módulo de software desarrollado considera parámetros técnicos reales como el estatismo de estado estable del regulador de velocidad y la ganancia de lazo abierto del AVR, que caracterizan a los sistemas de control de los generadores. Para la aplicación de la herramienta desarrollada a SEP reales de gran dimensión, suele ser un reto obtener dicha información.

Con el flujo de potencia inercial se obtienen resultados cercanos a la realidad operativa y permite apreciar las estrechas relaciones que existen entre la potencia activa y la frecuencia, así como entre la potencia reactiva y los voltajes nodales, pudiendo convertirse en una herramienta académica para el análisis de la operación del SEP. En ese sentido, los resultados obtenidos muestran que el flujo de potencia inercial consigue una redistribución de los flujos de potencia, implementado concepto de barra Slack distribuida, que permite que todos los generadores aporten a la regulación de la frecuencia del sistema, según la acción de su regulador de velocidad. Los resultados obtenidos se asemejan a la operación real del SEP.

Finalmente, como trabajos futuros se propone la aplicación de la herramienta desarrollada a SEP reales, como el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, y

su uso en estudios de determinación de reservas de potencia, diseño de esquemas de alivio de carga, así como la inclusión de nuevas tecnologías de generación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., & Vittal, V., “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 19, n° 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [2] Morison, G., Gao, B., Kundur, P., “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, n° 3, pp. 1159 - 1171, Agosto 1993.
- [3] Stott, B., “Review of Load-flow Calculations Methods” Proceedings of the IEEE, vol. 62, n° 7, pp. 916 - 929, July 1974.
- [4] Garcia-Domínguez, M., Ruiz-Vega, D. “An alternative synchronous machine model for Quasi-Steady-State simulations”, 40th North American Power Symposium, 2008.
- [5] Ramírez, R., Gutierrez, V., Fuerte, C., “Static simulation of voltage instability considering effects of governor characteristics and voltage and frequency dependence of loads”, 2010 North American Power Symposium (NAPS), Sept. 2010.
- [6] Allison, B.M., Overbye, T.J., Weber, J.D., “Improved Generator Voltage Control in Power Flow Solutions”, 2020 North American Power Symposium (NAPS), 2021, pp. 1-6.
- [7] Okamura, M., Oura, Y., Hayashi, S., Uemura, K., Ishiguro, F., “A New Power Flow Model and Solution Method – Including Load and Generator Characteristics and Effects of System Control Devices –”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 94, n° 3, pp. 042-1050, Mayo, 1975.
- [8] Taylor, C.W., “Power system voltage stability”, EPRI, McGraw-Hill, 1994
- [9] Fountas N.A., Hatziargyriou, N.D., “Fast Simulation of Power System Mid-term Dynamics”, IFAC Proceedings Volumes, vol.28, Issue 10, 1995, pp. 477-482.
- [10] Javanovic, S., Fox, B., “Dynamic Load Flow Including Generator Voltage Variation”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 26, Issue 1, 1994, pp. 5-9.
- [11] Roytelman, I., Shahidehpour, S.M., “A Comprehensive Long Term Dynamic Simulation for Power System Recovery” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, n° 3, pp. 1427 - 1433, August, 1994.

[12] Lotfalian, M., Schlueter, R., et. Al., “Inertial Governor and AGC/Economic Dispatch Load Flow Simulations of Loss of Generation Contingencies” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, n° 11, pp. 3020 - 3028, November 1985.

[13] Elgerd, O., “Electric energy systems theory: an introduction”, New York, McGraw-Hill Book Company, 1982.

[14] Gómez, A., Cornejo, J., Cañizares, C., “Electric and Energy Systems Analysis and Operation”, USA: Taylor & Francis Group, 2009.

[15] Calvaer, A., Geert, E., “Quasi Steady State Synchronous Machine Linearization Around an Operating Point and Applications” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, n° 6, pp. 1466 - 1472, Junio 1984.

[16] “Standard load models for power flow and dynamic performance simulation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n° 3, pp. 1302 - 1313, 1995.



Christian M. Mancero.- Nació en la ciudad de Quito, Ecuador. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Sagrado Corazón, de la ciudad de Esmeraldas, donde obtuvo el título de bachiller en Físico-Matemático. Realizó sus estudios de pregrado en la Escuela Politécnica Nacional, en la carrera de ingeniería Eléctrica, donde fue elegido como Presidente de la Asociación de Estudiantes Eléctricos en el período 2018-2019. En la actualidad se desempeña como Ingeniero Eléctrico en CELEC EP – UN Hidrotoapi. Sus áreas de interés son el estudio de Sistemas Eléctricos de Potencia, en lo relacionado con la operación y mantenimiento de centrales eléctricas.



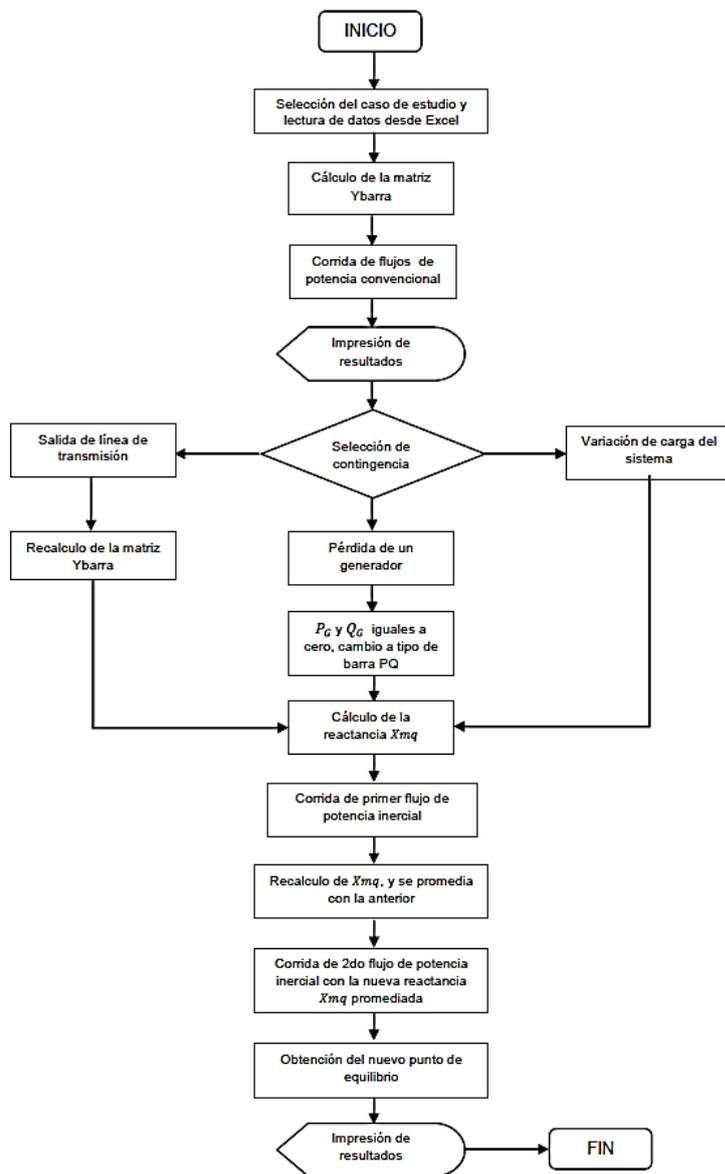
Nelson V. Granda.- Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2006 y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (Argentina), en el año 2015. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en varias instituciones del sector eléctrico y petrolero como: el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC.

Actualmente, se desempeña como parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela

Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real y aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofásorial (PMU).

ANEXO 1.

Diagrama de Flujo del Módulo Computacional



Statistical Analysis of Overvoltages due to Energizing Switching in Extra High Voltage Transmission Lines

Análisis Estadístico de Sobretensiones por Maniobra de energización en Líneas de Transmisión de Extra Alta Tensión

 J.H. Calle¹

 W.P. Guamán¹

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
E-mail: jhon.calle3254@utc.edu.ec; wilian.guaman8956@utc.edu.ec

Abstract

In this paper, the Gaussian and modified Weibull distributions are applied to obtain the representative overvoltages of energizing switching operations in Extra High Voltage lines, and the results obtained in the representative phase-to-ground and phase-to-phase overvoltages for three energizing scenarios are compared. In addition, the methodology to perform a statistical study of overvoltages in the ATPDraw software is presented, using the Ecuador-Peru 500 kV interconnection as a case study. The results show that both distributions are applicable for statistical analysis of overvoltages if voltage magnitudes with equal probability of appearing in the system are considered.

Index terms— Overvoltages, Weibull, Gauss, Insulation Coordination, ATPDraw

Resumen

En este trabajo se aplican las distribuciones Gaussiana y Weibull modificada para obtener las sobretensiones representativas de maniobras de energización en líneas de Extra Alto Voltaje y se comparan los resultados obtenidos en las sobretensiones representativas fase-tierra y fase-fase para tres escenarios de energización. Además, se expone la metodología para realizar un estudio estadístico de sobretensiones en el software ATPDraw, tomando como caso de estudio la interconexión Ecuador-Perú 500 kV. Los resultados demuestran que ambas distribuciones son aplicables para un análisis estadístico de sobretensiones si se consideran magnitudes de voltaje con igual probabilidad de aparecer en el sistema.

Palabras Clave— Sobretensiones, Weibull, Gauss, Coordinación de aislamiento, ATPDraw.

Recibido: 06-11- 2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Calle, J; Guamán, W. (2023). “Análisis Estadístico de Sobretensiones Por Maniobra en Líneas de Transmisión de Extra Alta Tensión”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue II, Pp. 10-21

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.554>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La implementación de la interconexión Ecuador-Perú surge con el compromiso de la integración eléctrica regional y aprovecha la complementariedad hidrológica para realizar intercambios de energía entre ambos países. También se garantiza la integración de los futuros proyectos de generación que se desarrollan tanto en Ecuador como en Perú [1]. Esta interconexión se realizará a nivel de 500 kV desde la S/E Chorrillos hasta la S/E Pasaje en Ecuador y culminando en la S/E Piura en Perú.

La amplitud de las sobretensiones aumenta proporcionalmente en base al voltaje nominal de la red [2]. En sistemas de Extra Alta Tensión (EHV *por sus siglas en inglés*) las sobretensiones que podrían causar daños significativos, es el caso de la interconexión Ecuador-Perú 500 kV. Luego, la interconexión aumenta la posibilidad de que ocurran afectaciones en la infraestructura eléctrica que resulten de los sobrevoltajes en la red. Estas solicitaciones dieléctricas son alteraciones de potencial de un sistema con tendencia a superar su valor nominal, causadas principalmente por fallas a tierra, eventos de maniobra y descargas atmosféricas [2]. La exposición a esta elevación de tensión produce un desgaste en el aislamiento de los equipos que componen el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Debido a la gran cantidad de parámetros que intervienen durante las sobretensiones de maniobra y su carácter aleatorio, es común utilizar métodos estadísticos para determinar la amplitud de las solicitaciones dieléctricas resultantes con alta probabilidad de aparecer en el sistema al momento de energizar la red, considerando como variable aleatoria continua a las sobretensiones que puedan ocurrir. La distribución normal o Gaussiana es la más utilizada en este tipo de análisis, tal y como se presenta en [3], [4] donde se aplica esta distribución para analizar sobretensiones por maniobra en EHV obteniendo resultados cercanos a los propuestos en las normativas IEEE 1313 e IEC 60071 [5], [6].

El trabajo de [7] sugiere utilizar la distribución de Weibull en lugar de la distribución Gaussiana, debido a que las expresiones de Weibull modificadas están definidas por los mismos parámetros que caracterizan a las expresiones gaussianas (media y desviación estándar). Además, en el Anexo C de la IEC 60071-2 [6], se recomienda utilizar la función de probabilidad modificada de Weibull tanto para el cálculo de sobretensiones como para determinar la descarga disruptiva de aislamiento. A pesar de esto, la mayoría de estudios se enfocan en utilizar la distribución Gaussiana para el cálculo de sobretensiones y en general para distintas variables continuas. Sin embargo, se debe tener especial cuidado al suponer para una situación dada un modelo de probabilidad normal sin previa

comprobación o comparación. Por ello, diversos estudios tales como [8], han comparado distintas distribuciones de probabilidad existentes para evaluar diversos fenómenos en su propio campo, por ejemplo, en la evaluación del potencial de energía eólica. Llegando a la conclusión de que ambas distribuciones arrojan resultados aceptables.

En estudios de coordinación de aislamiento se requiere conocer la distribución estadística de sobretensiones y la confiabilidad de sus parámetros. En este trabajo se compara la aplicación de las distribuciones estadísticas Gaussiana y de Weibull modificada, a partir de las sobretensiones generadas en maniobras de energización mediante la herramienta de simulación ATPDraw, con la finalidad de determinar la magnitud de las sobretensiones fase-fase y fase-tierra con alta probabilidad de presentarse. Las principales contribuciones de este trabajo se detallan a continuación:

- 1) Se presenta un modelo la interconexión Ecuador-Perú 500 kV usando el software ATPDraw.
- 2) Se muestra el procedimiento para desarrollar la simulación de sobretensiones de maniobra por energización en el sistema de EHV de 500 kV.
- 3) Se comparan los resultados obtenidos a partir de las distribuciones estadísticas Gaussiana y de Weibull para sobretensiones de maniobra por energización.

El resto de este documento se organiza como sigue, en la Sección II, se revisan los fundamentos teóricos para el estudio estadístico de sobretensiones. Luego, en la Sección III se muestra la metodología utilizada para modelar el sistema y simular las sobretensiones de maniobra. En la Sección IV se presentan los resultados del análisis estadístico de las sobretensiones en la red. Finalmente, en la Sección V se exponen las conclusiones del trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

En la coordinación de aislamiento es fundamental determinar la magnitud de las sobretensiones para seleccionar apropiadamente el aislamiento eléctrico que deberá estar en capacidad de soportar las solicitaciones dieléctricas durante la operación del sistema. A continuación, se revisan los fundamentos teóricos necesarios para estudiar las sobretensiones de la red.

2.1 Ondas Viajeras

Cuando se producen perturbaciones en las líneas de transmisión ya sea por fallas, maniobras o descargas atmosféricas, se generan ondas de corriente y voltaje, a estas ondas resultantes se las conoce como ondas viajeras, las cuales presentan velocidades aproximadas al

desplazamiento de la luz con tiempos de propagación en el orden de los *us* (microsegundos). Se puede efectuar el cálculo del tiempo de propagación de onda en función de la longitud de la línea de transmisión evaluada mediante la Ecuación (1) [9].

$$t = \frac{x}{c} \tag{1}$$

Donde:

x es la distancia de propagación

t es el tiempo de propagación

c es la velocidad de la luz (300.000 *km/s*)

Las ondas viajeras se propagan a lo largo de la línea hasta llegar a un punto de discontinuidad que está determinado por un cambio en la estructura geométrica o medio de la línea de transmisión, este cambio produce una variación de parámetros de impedancia característica de la línea transmisión *Z_c*, que determina el desplazamiento de la onda, esto se ilustra en la Fig. 1, donde se representan el comportamiento de las ondas viajeras al encontrarse con el punto de discontinuidad y las impedancias características *Z_A* y *Z_B* separadas por el punto de discontinuidad. Es en este punto de discontinuidad la onda viajera inicial o incidente *V_i* se divide en onda reflejada *V_r* y transmitida *V_t*, que obedecen a las expresiones descritas en la Ecuación (2) y Ecuación (3) respectivamente [10].

$$V_r = V_i \cdot \frac{Z_A - Z_B}{Z_A + Z_B} \tag{2}$$

$$V_t = V_i \cdot \frac{2Z_A}{Z_A + Z_B} \tag{3}$$

Entonces, la magnitud de la onda transmitida y reflejada depende del valor de *Z_A* y *Z_B*. Luego, si se evalúa el caso más severo de reflexión de onda, donde *Z_B* → ∞, se presenta un circuito abierto y consecuentemente la onda es reflejada en su totalidad, adicionándose a la onda incidente de tensión, lo que representa una significativa sobretensión en el extremo abierto de la línea [10].

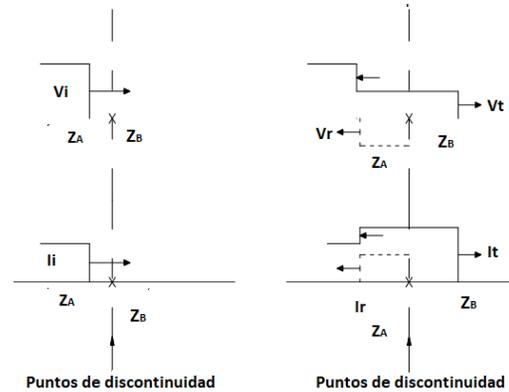


Figura 1: Ondas viajeras de corriente y voltaje [11]

2.2 Sobretensiones por Maniobra

Las sobretensiones vienen definidas por su amplitud, tiempo de impulso y frecuencia de oscilaciones; y pueden ser de origen atmosférico, de maniobra o temporales como se identifica en la Figura 2. Las sobretensiones por maniobra (SOV *por sus siglas en inglés*) se usan para dimensionar el aislamiento en sistemas con voltaje nominal superior a 242 kV. Su origen es interno, de naturaleza oscilatoria y ocasionadas generalmente por la acción de apertura o cierre de los interruptores de potencia [12].

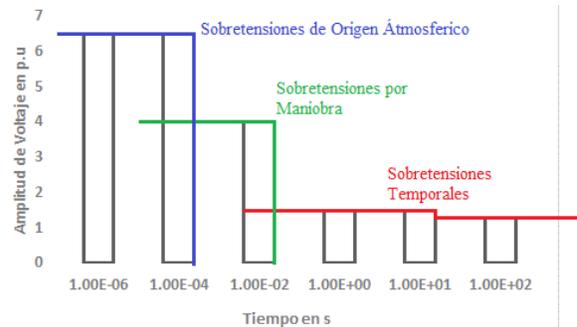


Figura 2: Clasificación de Sobretensiones [13]

Los parámetros de estudio de sobretensiones dependen de la capacidad de cortocircuito en el lugar donde se ha conectado la línea y del instante en el que ocurre la unión en los contactos de los interruptores. Este instante es una variable aleatoria, por lo que el nivel de sobrevoltaje en el momento de encendido de la línea también es una variable aleatoria [3]. Las sobretensiones por maniobra se dan en líneas de transmisión, transformadores, bancos de reactores o condensadores, donde destacan los eventos de energización y reenganche de estos elementos [9].



2.3 Distribución Estadística de Sobretensiones

Para un correcto análisis estadístico se deben considerar a las sobretensiones como una variable aleatoria continua, ya que puede tomar un número infinito de valores de voltaje entre un intervalo definido [15]. Esto sumando a la gran cantidad de variables a analizar, resulta complejo caracterizar, por lo que, para tener una aproximación mayor al comportamiento real de las sobretensiones se suelen aplicar distribuciones estadísticas, también denominadas distribuciones de probabilidad [2]. Generalmente, un análisis estadístico de sobretensiones debe considerar tres aspectos:

- Selección de una distribución estadística para todas las variables de carácter aleatorio.
- Dependiendo de la sobretensión a calcular, se desarrolla un modelo matemático para el sistema de estudio.
- Aplicación de un modelo de estudio estadístico, donde usualmente se usa el método de Monte Carlo que es un procedimiento iterativo de variables aleatorias.

La distribución estadística de sobretensiones originada por eventos de maniobra en líneas aéreas se obtiene a partir de un número determinado de maniobras generadas en simulación utilizando un interruptor estadístico en ATPDraw, estos resultados se ordenan para obtener un histograma similar al mostrado en la Figura 3.

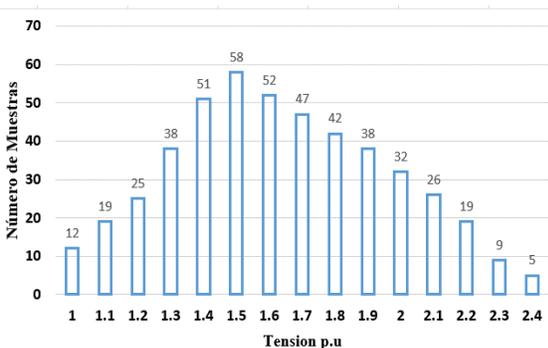


Figura 3: Histograma de sobretensiones [2]

Al reorganizarse el histograma de sobretensiones a partir de n simulaciones, se obtiene una función de densidad de probabilidad [4], que si se considera una distribución Gaussiana, obedece a la siguiente expresión:

$$f_s(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{v-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (4)$$

La Ecuación (4) representa la probabilidad de que se presente un determinado valor de tensión dentro de las muestras obtenidas, que resulta en la conocida campana de Gauss y sirve para calcular el riesgo de falla (R) cuando se lo compara con los valores de la distribución acumulativa de aislamientos [2]. Sin embargo, la distribución estadística de sobretensiones también se puede expresar a través de una función complementaria denominada función de distribución acumulativa, presentada en la Ecuación (5), la cual representa la probabilidad de que la sobretensión resultante sea de una amplitud mayor a un valor de tensión dado.

$$F_s(V) = \int_0^v f_s(V) dV = P[V < v] \quad (5)$$

No existe una expresión matemática analítica cerrada para la función de distribución acumulativa gaussiana evaluada con límites $+\infty$ y $-\infty$, por lo que en la práctica se suelen acotar en intervalos limitados de $\pm 4\sigma$ a partir del valor medio o a su vez valorar la función de distribución acumulativa con límites desde $-\infty$ hasta el valor de sobretensión dado, este procedimiento lo realizan programas especializados en análisis de datos [2]. En la Figura 4 se muestra la representación gráfica de los valores de sobretensión por maniobra de las expresiones (4) y (5).

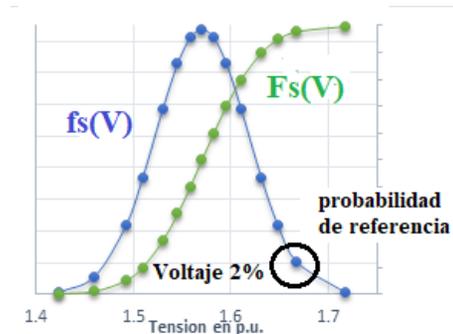


Figura 4: Caracterización de sobretensiones a través de sus funciones de distribución de probabilidad

Debido a la simplicidad del procedimiento, con una precisión aceptable en los resultados, la utilización de la distribución normal o Gaussiana es empleada en todo tipo de aplicaciones que estén involucradas con variables continuas de naturaleza oscilatoria, en este caso esta variable es el valor de sobretensiones. Alternativamente, al considerar variables de este tipo también se puede emplear la función de densidad de probabilidad de Weibull [15], mostrada en la Ecuación (6):

$$f_S(v) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{V - \lambda}{\alpha}\right)^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{V - \lambda}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (6)$$

Donde:

- V es el valor de sobretensión dado
- β es el factor de forma
- α es el factor de escala
- λ es el factor de localización

Cuando se considera valores de $\lambda = 0$ y $\alpha = 1$, la forma de la función de Weibull se asemeja a una campana, similar a la forma clásica de la distribución gaussiana, esto se da para valores positivos de $\beta > 2$, como se muestra en la Fig. 5. Estos valores son recomendados por [2] debido a que las sobretensiones por lo general presentan un pico de resultados y luego decrecen, asemejándose a una campana estadística tradicional.

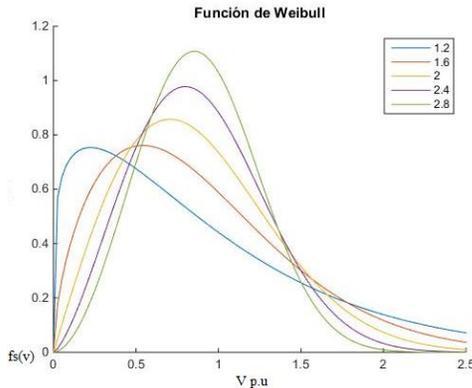


Figura 5: Distribución de Weibull, función de densidad de probabilidad

También, se puede emplear una distribución de Weibull modificada en función de los parámetros de μ y σ . En la Ecuación (7) se muestra la función de distribución acumulativa, que parte de la función de densidad de probabilidad de Weibull, adaptada por [2] empleando el parámetro Z .

$$F_S(V) = 1 + 0.5 \left(\frac{Z+1}{4}\right)^5 \quad (7)$$

Donde, $Z = \frac{V-\mu}{\sigma}$, es el parámetro adaptado para la distribución de Weibull modificada, y V es el valor de la tensión a ser evaluada en la función de distribución acumulativa de Weibull.

3. METODOLOGÍA

En este documento se toma como caso de estudio el Sistema de 500 kV de Ecuador. Para modelar los elementos del SEP en el software ATPDraw se tomaron los valores de referencia expuestos en [1] y el procedimiento de coordinación de aislamiento de la IEC 60071-2 [13]. Para la evaluación de los resultados de la distribución estadística de probabilidad, en [6] se proponen dos métodos:

- **Método Fase-Pico:** En cada operación de maniobra se escoge el valor pico fase tierra de cada fase que compone la red, lo que contribuye con tres resultados de valores pico.
- **Método Caso-Pico:** De cada operación de maniobra se escoge el valor pico fase-tierra más alto de las tres fases.

Una vez seleccionado el método, se debe tener en cuenta que, sin pararrayos la sobretensión viene dada por la amplitud, con una probabilidad $f_S(V) = 2\%$, de ser sobrepasada o del 98% de ocurrencia si se usa $F_S(V)$ [6]. A partir de estas consideraciones, se obtienen los valores de las sobretensiones V_{e2} (fase-tierra) y V_{p2} (fase-fase). También, se considera la desviación estándar σ , el valor medio μ y el valor de sobretensiones de truncamiento, que es la más elevada que se puede presentar en el sistema tanto V_{et} (fase-tierra) como V_{pt} (fase-fase) representados en las Ecuaciones (7) y (8) respectivamente [6].

$$V_{et} = 1.25 \cdot V_{e2} - 0.25 \quad (8)$$

$$V_{pt} = 1.13 \cdot V_{p2} - 0.13 \quad (9)$$

3.1 Modelos de Líneas de Transmisión

Para determinar el modelo de línea más adecuado para la simulación, se consideran cuatro elementos:

- exactitud del modelo.
- tiempo de respuesta computacional.
- la capacidad del modelo de simular líneas con alta simetría (transposiciones).
- la complejidad del modelo para el estudio.

Además, se debe tener en cuenta que, para estudios de sobretensiones se consideran parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia, debido a que, en las líneas de transmisión se presentan fenómenos como el efecto skin



y el efecto de retorno a tierra a medida que aumenta la frecuencia, para así evaluar de manera más precisa la contribución natural de las pérdidas en la línea de transmisión [16].

Existen diferentes modelos de líneas de transmisión utilizadas en estudios eléctricos como lo son: modelo Z, idempotente, directo Nguyen, modelo PI, Bergeron y J Martin, sin embargo, en el software ATP se tiene disponibles los tres últimos por lo que se hará especial énfasis en estos. El modelo PI es usado generalmente para simulaciones en estado estacionario de líneas cortas a la frecuencia de la red, por lo que su aplicación se limita a sobretensiones temporales. En cuanto al modelo Bergeron, no es aplicable en este análisis debido a que utiliza matrices de transformación cuyos parámetros contienen ciertas limitaciones para variar en función su frecuencia. Finalmente, el modelo J. Martin es el más utilizado para análisis de sobretensiones por maniobra, ya que ofrece una mayor exactitud en comparación con el modelo Bergeron, a pesar de que, se tiene una respuesta computacional más lenta, y es aplicable para los rangos de frecuencia establecidos en la Tabla 1. Cabe recalcar que, este modelo no es aplicable en bajas frecuencias y para secciones de línea muy cortas. Consecuentemente el modelo J. Martin es usado como modelo estándar de comparación para este tipo de análisis [17].

Tabla 1: Clasificaciones de modelos de líneas de transmisión [17]

Grupo	Rango de frecuencia	Modelo	Fenómeno
I	0,1 Hz – 3kHz	Basados en circuitos PI	Sobretensiones Temporales
II	50 Hz – 20 kHz	Modelos de ondas viajeras	Sobretensiones por maniobras
III	10 kHz – 3 MHz	Modelos de ondas viajeras	Sobretensiones por descarga atmosférica

En la Figura 6 se muestra la comparación de la magnitud de voltaje durante una maniobra de energización para los tres modelos de línea, considerando una longitud de 100 km. Donde se puede apreciar que el número de oscilaciones en un ciclo es de 11 en el modelo Bergeron y J. Martin. Nótese que, la magnitud de tensión inferior en el modelo Bergeron. Mientras que, el modelo PI presenta un menor número de oscilaciones con respecto a los demás modelos, pero su magnitud de voltaje no varía considerablemente con respecto al modelo J. Martin.

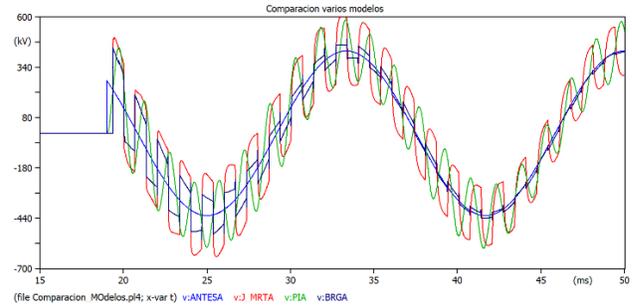


Figura 6: Comparación de modelos de línea PI, J Martin y Bergeron

Por otro lado, como se señaló en la Sección 2.1, la geometría de la línea es un factor de relevancia para la propagación de ondas viajeras. En este estudio las dimensiones referenciales de la estructura de transmisión doble circuito para 500 kV se obtuvieron del trabajo de [18] y se muestran a detalle en la Figura 7. Además, de acuerdo a [1], [19] solamente el primer circuito será energizado, hasta evaluar el comportamiento de la red incluyendo la futura entrada al SNI del Sistema de transmisión Santiago.

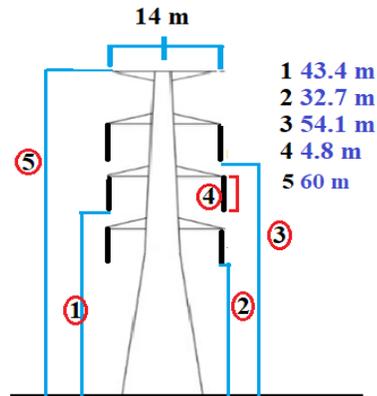


Figura 7: Geometría de estructura doble circuito de 500 kV [18]

En la Tabla 2, se detallan los parámetros por fase de la línea de transmisión a ser utilizados en la Interconexión Ecuador-Perú 500kV, estos datos son necesarios para determinar valores de impedancia y admitancia en las líneas de transmisión.

Tabla 2: Parámetros de las líneas de Transmisión SNI 500 kV [1]

L/T	L (km)	Tipo	Angulo de posición (grados)	Resistencia (Ω/km) DC
Chorrillos-Pasaje	211	4 x 1100 (MCM)	45°	0.07948
Pasaje-Piura	311	ACAR	45°	0.07948

Además, la línea presentará transposición de fases. La transposición en líneas con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km se debe realizar en un ciclo completo que se compone de tres transposiciones simples en las longitudes 1/3, 3/6 y 5/6 de la línea, mientras que para longitudes mayores a 250 km la transposición se recomienda realizarla en dos ciclos completos que consiste en transposiciones simples en las longitudes 1/3, 3/12, 5/12, 7/12, 9/12, 11/12 [20].

3.2 Interruptores de Potencia

La configuración del interruptor de potencia es la pieza clave para un estudio estadístico de sobretensiones en el software ATPDraw, destacándose dos tipos de interruptores con tiempos de ejecución variables y útiles para análisis de sobretensiones [2]:

- **Interruptor Sistemático:** el cierre es calculado de manera ordenada de un instante de tiempo mínimo a un tiempo máximo en incrementos de tiempo semejantes.
- **Interruptor Estadístico:** el tiempo de cierre es calculado de manera aleatoria de acuerdo al tipo de distribución probabilística seleccionada.

Para la configuración del interruptor estadístico se deben considerar dos parámetros suministrados por el usuario, que son: tiempo medio de cierre o apertura (T) y la desviación estándar de tiempos de corte (σ). La selección del tipo de distribución probabilística (gaussiana o distribución uniforme) implica cambios en la dispersión de datos de simulación. Por ejemplo, para una distribución gaussiana se considera $T + \sigma$, y para una distribución uniforme $T + \frac{1}{2\sigma\sqrt{3}}$, como se aprecia en la Figura 8. Así, se obtiene la variabilidad de datos que tendrá el programa al momento de ejecutar la simulación [15].

Si se escoge una distribución de tipo Gaussiana para evaluar las maniobras, la mayor cantidad de maniobras estará cerca del tiempo medio de cierre dependiendo del valor de desviación estándar. Mientras que, la distribución uniforme reparte la misma cantidad de maniobras a los extremos del tiempo medio en función de la desviación estándar que en este caso toma el nombre de rango de tiempo de amplitud de la distribución uniforme.

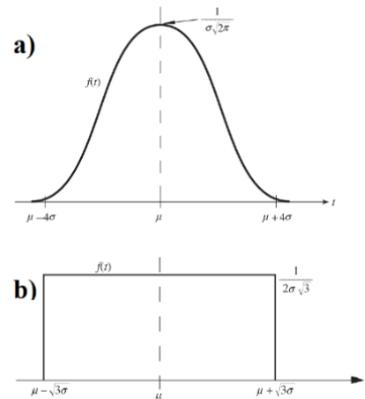


Figura 8: a) Función de distribución gaussiana y b) Función de distribución uniforme [2]

Mientras que, para representación de interruptores se tiene en cuenta la relación que tienen los interruptores estadísticos entre sí, se pueden representar de tres maneras diferentes [21]:

- **Interruptores independientes:** usados en simulaciones monofásicas ya, que el tiempo de cierre (T_{cierre}) es aplicable únicamente para el interruptor seleccionado.
- **Interruptores maestros y esclavos:** se tiene un interruptor principal con configuración de T_{cierre} inicial, mientras que los interruptores esclavos dependen del tiempo de cierre del interruptor master y también de un tiempo de retardo, mostrados en la Ecuación 9. Se usa en unidades trifásicas, debido a que sus polos suelen estar unidos mecánicamente. Puede haber un retraso mínimo en el tiempo de cierre de los interruptores dependientes o esclavos.

$$\begin{aligned} T_{cierreB} &= T_{cierreA} + T_{retardoB} \\ T_{cierreC} &= T_{cierreB} + T_{retardoC} \end{aligned} \quad (10)$$

- **Interruptores referencias (target):** el tiempo medio de cierre de un interruptor se toma como referencia para otros interruptores relacionados con él.

En este estudio se ha seleccionado para cada fase un interruptor estadístico con distribución uniforme, formando así una sola unidad trifásica como se muestra en la Figura 9.



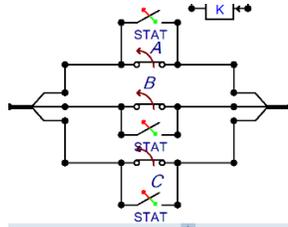


Figura 9: Interruptor Estadístico Trifásico en ATPDraw

Una aproximación correcta de la distribución estadística de sobretensiones, resulta de someter al sistema a 200 simulaciones para obtener una precisión mayor en el cálculo de sobretensiones por maniobra como se propone en [2] y en [22].

3.3 Banco de Reactores Shunt y Reactor Neutro

Para compensar los efectos capacitivos que tiene la línea de transmisión, cuando esta se encuentre en vacío o con baja carga se instalan bancos de reactores en paralelo con la línea de transmisión para limitar las sobretensiones, aunque también se pueden conectar directamente en las barras para limitar sobretensiones por apertura y re cierre de líneas. A diferencia de los reactores de barra, los reactores de línea cuentan con un reactor neutro dimensionado en función de las características de la línea [20]. Los parámetros de compensación de línea, de barra y reactor neutro se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Parámetros de compensadores [1], [20]

Barra	Reactor de Línea	Reactor de Barra	Unidad	Reactor Neutro	Unidades
Chorrillos	100		Mvar	867.17	Ohm
Pasaje (lado CHR)	100	90	Mvar	867.17	Ohm
Pasaje (lado PRA)	120	90	Mvar	1429.15	Ohm
Piura	120		Mvar	1429.15	Ohm
Niña	60		Mvar		

El valor de reactor neutro se basa en la Ecuación (10), y cabe resaltar que la compensación debe ser realizada en un grado menor al grado crítico de compensación presentado en la Ecuación (12), esto se realiza para evitar efectos de resonancia eléctrica [10].

$$X_{RN} = \frac{1}{3} \left[\frac{100 \cdot \left(1 - \frac{C_0}{C_1}\right)}{C\% - 100 \left(1 - \frac{C_0}{C_1}\right)} \right] \cdot \frac{100 \cdot N_R}{C\% \cdot b_1 \cdot L} \quad (11)$$

$$k_{sh-resonante} = \frac{2 + \frac{C_0}{C_1}}{3} = \frac{2 + \frac{b_0}{b_1}}{3} \quad (12)$$

3.4 Equivalente de Red y Configuraciones Adicionales

Resulta poco práctico modelar el SNI completo, y por esta razón para la mayoría de los cálculos se utilizan equivalentes de red, que consisten en la reducción de la red a partir de cálculos de cortocircuito en las barras seleccionadas [23]. Estos valores son clave para realizar simulaciones que proporcionen resultados coherentes y basados en los parámetros del sistema de estudio.

El equivalente de red en la barra Chorrillos se obtuvo a partir del trabajo publicado por [24], mientras que, el equivalente de red en la barra la Niña se obtuvo en base a la información publicada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado- Perú (COES) [25]. En la Tabla 4 se muestran los parámetros obtenidos para la red equivalente en la barra de Chorrillos en Ecuador y en la barra de La Niña en Perú.

Tabla 4: Equivalente de Red en la barra Chorrillos y la Niña

Parámetro	SNI	SEIN	unidades
R0	1.68	5.87	ohm
X0	58.02	106.22	ohm
R1	3.29	33.92	ohm
X1	73.92	144.69	ohm

Al realizar la implementación y configuración de los elementos del sistema de estudio mediante el software ATPDraw se obtiene el sistema mostrado en la Figura 10.

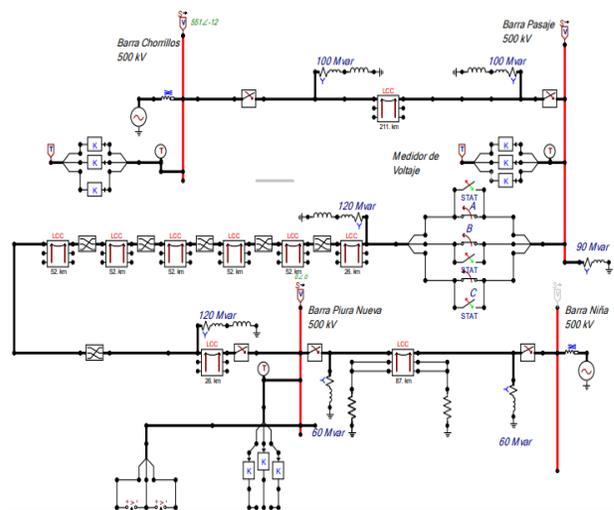


Figura 10: Interconexión Ecuador-Perú representado en software ATPDraw

4. RESULTADOS

Para determinar las sobretensiones representativas por maniobra a través de un análisis estadístico, se someterá el sistema de estudio a tres escenarios de energización, en los cuales se verificarán las sobretensiones V_{e2} (fase-tierra) y V_{p2} (fase-fase):

- **Escenario 1:** Energización de líneas de transmisión sin ningún control de voltaje
- **Escenario 2:** Energización de líneas de transmisión con bancos de reactores conectados a la línea.
- **Escenario 3:** Energización de líneas de transmisión con resistencias de pre-inserción de 400 ohm.

Luego, aplicando los factores de conversión (ver Sección 3) se determinan las sobretensiones de truncamiento V_{et} (fase-tierra) y V_{pt} (fase-fase). En cada escenario se compararán los valores de tensión obtenidos mediante la distribución de Gauss con la distribución de Weibull modificada.

4.1 Escenario 1

En la Tabla 5 y Tabla 6 se muestran las sobretensiones fase-tierra y entre fases al energizar las líneas sin ningún tipo de control de voltaje, comparando los resultados entre la distribución Gaussiana y Weibull. La diferencia entre ambas distribuciones para el voltaje estadístico V_{e2} de la L/T CHR-PSJ es de 2.8% y en la L/T PSJ-PRA es de 5.3% en sobretensiones fase-tierra.

Tabla 5: Resultados Escenario 1 de sobretensiones fase-tierra V_{e2} y V_{et}

Línea de Transmisión	V_{e2}		V_{et}	
	Gaussiana	Weibull	Gaussiana	Weibull
CHR-PSJ	2.019	1.991	2.274	2.238
PSJ-PRA	2.688	2.635	3.115	3.041

Tabla 6: Resultados Escenario 1 de sobretensiones fase-fase V_{p2} y V_{pt}

Línea de Transmisión	V_{p2}		V_{pt}	
	Gaussiana	Weibull	Gaussiana	Weibull
CHR-PSJ	3.482	3.433	3.805	3.749
PSJ-PRA	4.563	4.496	5.021	4.953

Las Figura 11 y Figura 12 comparan las funciones de distribución Gaussiana y de Weibull para el Escenario 1 en la línea de transmisión CHR-PSJ y PSJ-PARA respectivamente.

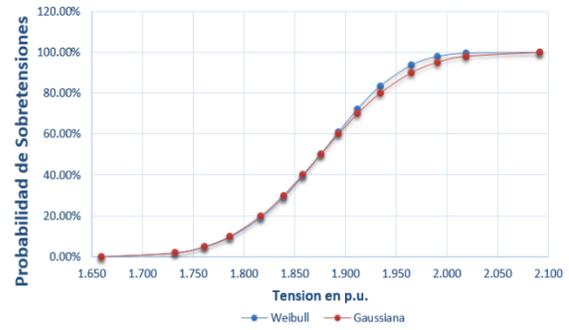


Figura 11: Distribución Estadística Escenario 1 CHR-PSJ

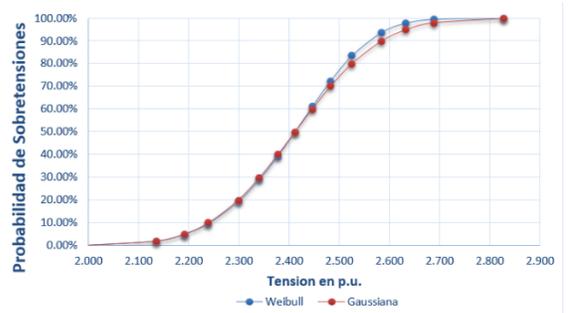


Figura 12: Distribución Estadística Escenario 1 PSJ-PRA

4.2 Escenario 2

En la Tabla 7 y Tabla 8 se muestran los resultados de sobretensiones utilizando al banco de reactores con los valores establecidos en el PET, junto con los resultados de comparación de distribución estadística Gaussiana y Weibull. En este caso, la variación entre ambos métodos fue de 2% para la L/T CHR-PSJ y 5% en la L/T PSJ-PRA.

Tabla 7: Resultados Escenario 2 de sobretensiones fase-tierra V_{e2} y V_{et}

Línea de Transmisión	V_{e2}		V_{et}	
	Gaussiana	Weibull	Gaussiana	Weibull
CHR-PSJ	1.860	1.840	2.074	2.051
PSJ-PRA	2.315	2.264	2.644	2.580

Tabla 8: Resultados Escenario 2 de sobretensiones fase-fase V_{p2} y V_{pt}

Línea de Transmisión	V_{p2}		V_{pt}	
	Gaussiana	Weibull	Gaussiana	Weibull
CHR-PSJ	3.231	3.184	3.782	3.473
PSJ-PRA	3.894	3.826	4.271	4.193

De manera análoga al Escenario 1, En la Figura 13 y la Figura 14 se comparan las funciones de distribución Gaussiana y de Weibull para el Escenario 2 de las dos líneas de transmisión en análisis.



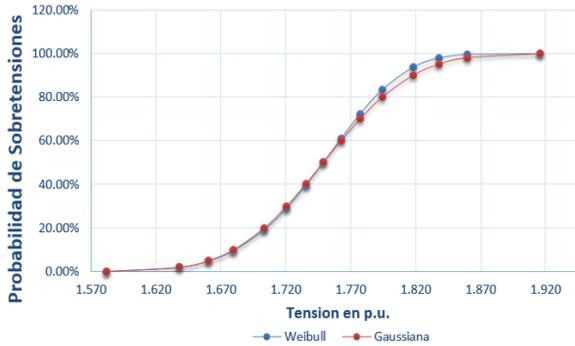


Figura 13: Distribución Estadística Escenario 2 CHR-PSJ

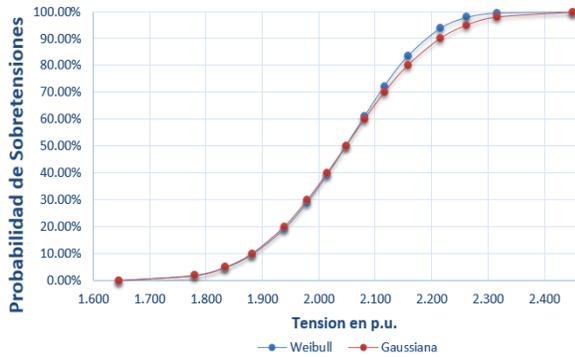


Figura 14: Distribución Estadística Escenario 2 PSJ-PRA

4.3 Escenario 3

Para la evaluación del escenario 3 se utilizaron resistencias de pre-inserción que por lo general en los SEP pueden tomar valores de 300, 400 y 500 ohm, en este caso se ha seleccionado 400 ohm. De manera análoga a los dos casos anteriores, en la Tabla 9 y Tabla 10 se presentan variaciones en la distribución estadística de Weibull con respecto a Gauss en el orden de 2.5% y 3.1% para la L/T CHR-PSJ y L/T PSJ-PRA respectivamente.

Tabla 9: Resultados Escenario 3 de sobretensiones fase-tierra Ve2 y Vet

Línea de Transmisión	Ve2		Vet	
	Gaussiana	Weibull	Gaussiana	Weibull
CHR-PSJ	1.632	1.607	1.789	1.758
PSJ-PRA	2.253	2.222	2.567	2.582

Tabla 10: Resultados Escenario 3 de sobretensiones fase-fase Vp2 y Vpt

Línea de Transmisión	Ve2		Vet	
	Gaussiana	Weibull	Gaussiana	Weibull
CHR-PSJ	2.841	2.793	3.306	3.0261
PSJ-PRA	3.910	3.851	4.288	4.220

Para el escenario 3, los resultados de la distribución Gaussiana y de Weibull están representados en la Figura 15 y Figura 16.

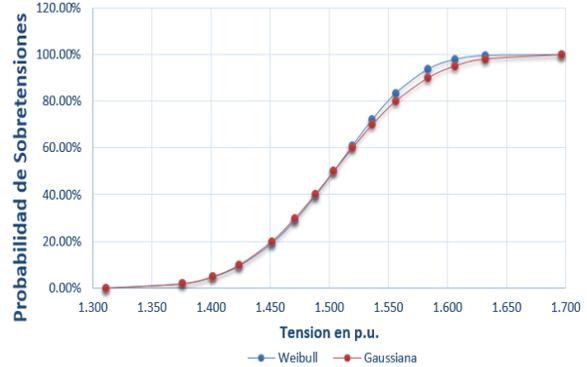


Figura 15: Distribución Estadística Escenario 3 CHR-PSJ

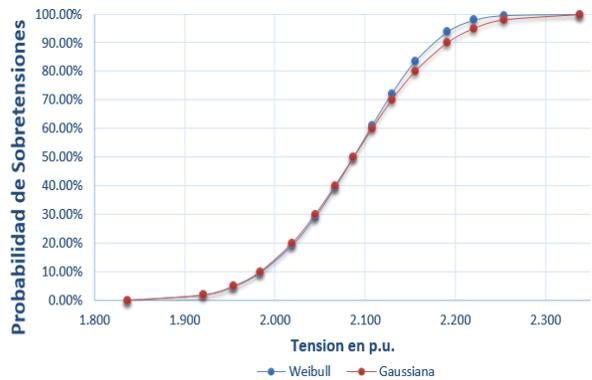


Figura 16: Distribución Estadística Escenario 3 PSJ-PRA

Finalmente, al obtener los valores de sobretensiones Ve2 y Vp2 aplicando las distribuciones estadísticas indicadas, y al ser evaluadas mediante su función completaría, se calcula la diferencia entre los resultados arrojados por la distribución Gaussiana y Weibull modificada mostrados en la Tabla 11. Donde, la variación viene dada en porcentaje y toma como referencia la distribución Gaussiana.

Tabla 11: Resultados de variación de sobretensiones

		Escenario	Escenario	Escenario	Promedio
		1	2	3	
CHR-PSJ	Ve2	2.850	2.040	2.557	2.482
	Vp2	4.932	4.743	4.823	4.832
PSJ-PRA	Ve2	5.333	5.123	3.150	4.535
	Vp2	6.724	6.843	5.907	6.491

Al analizar la variación promedio de los voltajes V_{e2} y V_{p2} de los tres escenarios en las líneas de transmisión CHR-PSJ y L/T PSJ-PRA, se evidencia que la diferencia es mayor para voltajes de fase-fase.

5. CONCLUSIONES

- Se evidencia que la diferencia que existe entre ambas distribuciones es mínima. La dispersión de datos es menor a 3% en ambos casos, por lo tanto, ambas distribuciones son aplicables para un análisis estadístico de sobretensiones si se consideran magnitudes de voltaje con igual probabilidad de aparecer en el sistema, siendo recomendable por la IEC 60071-2 un 98% de probabilidad.
- Las estrategias analizadas en este documento para la reducción de la amplitud de sobretensiones por energización contribuyen a amortiguar la elevación de tensión entre un 35.00 a 40.00 % con respecto al escenario 1. Siendo la mejor opción para controlar el pico de sobretensiones la utilización de resistencias de pre inserción, por otro lado, los bancos de reactores controlan de mejor manera las sobretensiones temporales después de la energización.
- Las sobretensiones más elevadas se dieron en el escenario 1 de energización sin control de voltaje con una tensión de 2.688 p.u. con distribución Gaussiana y 2.635 p.u. con distribución Weibull. Estos resultados comprueban la necesidad de controles de voltaje antes de la energización y definen a la distribución de Weibull ligeramente más conservadora que la distribución Gaussiana.

6. REFERENCIAS

- [1] CELEC TRANSELECTRIC, "Plan de Expansión de la Transmisión," Quito, 2018.
- [2] J. Martínez, Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión, I. Madrid: MC Graw Hill, 2008.
- [3] M. Benesz, W. Nowak, W. Szpyra, and R. Tarko, "Application of statistical methods in insulation coordination of Overhead Power Lines," in Departmente of Electrical Enginneering and Power Engineering, 2017, pp. 2–5, doi: 10.1109/EPE.2017.7967316.
- [4] A. H. Hamza, S. M. Ghanian, A. M. Emam, and A. S. Shafy, "Statistical analysis of switching overvoltages and insulation coordination for a 500 kV transmission line," in 2016 18th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2016 - Proceedings, 2015, no. July, pp. 4–5, doi: 10.1109/MEPCON.2016.7836966.
- [5] IEEE Std 1234, Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines. New York, 1997.
- [6] International Standard IEC 60071-2, Insulation coordination part 2: Application guide, vol. I, no. Coordinacion de aislamiento Parte 2. 1997.
- [7] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power Systems, vol. 19, no. 9. New York: Taylor and Francis, 1999.
- [8] M. Sumair, T. Aized, S. A. R. Gardezi, M. M. A. Bhutta, S. M. S. Rehman, and S. U. ur Rehman, "Application of five continuous distributions and evaluation of wind potential at five stations using normal distribution," Energy Explor. Exploit., vol. 39, no. 6, pp. 2214–2239, 2021, doi: 10.1177/0144598720939373.
- [9] E. Chaj, "Análisis De Sobretensiones Debido a Transitorios Por Maniobras En Sistemas Eléctricos De Potencia Mayores De 300 Kv," Coast. Estuar. Process., pp. 1–360, 2009.
- [10] L. Jaimis and INEL, "Ondas viajeras en Lineas de Transmisión," Ondas Viajeras, 2020. <https://inelinc.com/ondas-viajeras-en-lineas-de-transmision-avhqn>.
- [11] K. Sailema, X. Proaño, and L. Ruales, "Análisis de Sobrevoltajes a Frecuencia industrial y por Maniobra en Lineas de Transmision a Nivel de 500 kV," Esc. Politec. Nac., vol. 0, no. 0, pp. 1–10, 2010, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2479>.
- [12] Power Engineering Society IEEE 1313, "Guide for the Application of Insulation Coordination," New York, 1999.
- [13] International Standard IEC 60071-1, Insulation coordination. Part 1: Definitions, principles and rules. New York, 2006.
- [14] N. Morales, "Coordinación de aislamiento en Subestaciones a Nivel de 500 kV.," Escuela Politecnica Nacional, 2008.
- [15] G. Canavos, Applied Probability and Statistical Methods, VII. Mexico: Camara Nacional de La industria Editorial, 2005.
- [16] R. Collaguazo, "Modelación de Transitorios Electromagnéticos en Sistemas de Transmisión por medio del Modelo J. Martí," Univ. Politécnica Sales., vol. 0, no. 0, p. 20, 2017.



- [17] L. H-Restrepo Gladys Caicedo Delgado Ferley Castro-Aranda, "Transmission line models for electromagnetic transients in power systems," *Rev. Energía y Comput.*, vol. 16, no. 1, pp. 14–26, 2016.
- [18] J. F. Rios, "Coordinación de aislamiento para la línea a 500kV, doble circuito, de la interconexión Ecuador-Perú por sobrevoltajes de maniobra.," *Escuela Politécnica Nacional, Quito*, 2019.
- [19] G. Uquillas, "Plan de Desarrollo Eléctrico y Oportunidades de Inversión," 2020, p. 34, [Online]. Available: https://issuu.com/artesjournal/docs/presentacion_ing._gonzalo_uquillas._plan_de_desarr.
- [20] COES SINAC and CELEC EP, "Servicio de Consultoría para el Desarrollo del Anteproyecto Interconexión en 500 kV Ecuador-Perú," 2014.
- [21] Y. Suarez, "Simulación de Tensiones Transitorias de Recuperación Mediante ATPDraw." *Universidad Tecnológica Nacional, Santiago de Chile*, p. 38, 2015.
- [22] COES SINAC, "Índice general enlace 500 kV la Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas," Lima, 2016.
- [23] G. Mejía, *ATPDraw Guía Básica de uso*. Antioquia: slideshare, 2016.
- [24] D. Reinoso, "Desarrollo de Casos de Estudio en Base al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.," *Universidad Técnica de Cotopaxi*, 2022.
- [25] COES SINAC, "Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado," *Diagrama Unifilar SEIN*, 2021. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>.



John Henry Calle. - Nació en Ambato, Ecuador en 1998. Recibió su título bachiller en físico-matemático de la U.E "Bolívar" en 2017; de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2022. Sus campos de investigación están relacionados con los Sistemas Eléctricos de Potencia y Diseño en Alto Voltaje.



Wilian Guamán Cuenca. - Nació en Riobamba en 1989. Recibió su título de Ingeniero en Electromecánica por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2013 y de máster en Ingeniería de la Energía por la Universidad Politécnica de Madrid en 2017. Su campo de investigación se encuentra relacionado con la Planificación de los Sistemas de Eléctricos de Potencia.

Analysis of Quality Indicators for the Update of Regulation No. CONELEC - 003/08 Quality of Electricity Transport and Transmission and Connection Service in the National Interconnected System

Análisis de Indicadores de Calidad para la Actualización de la Regulación No. CONELEC – 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado

 S.D. Vargas¹  X.P. Gavela²  L.S. Moncada³

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: sergio.vargas@epn.edu.ec

²Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: ximena.gavela@epn.edu.ec

³GENSUR, Loja, Ecuador
E-mail: leonardo.moncada@celec.gob.ec

Abstract

This article presents a diagnosis of the transmission service quality situation in Ecuador based on the analysis of the statistical information of the National Transmission System (SNT) and the evolution of the quality parameters and indicators established in the Regulation No. CONELEC – 003/08 Quality of Electricity Transportation and Transmission and Connection Service in the National Interconnected System. In addition to this, considering that the aforementioned regulation has not been modified since its approval in 2008 and that today there is a different network topology, even with new voltage levels for the SNT, based on results obtained, new criteria are proposed that allow the updating or reform of the Regulation; For this purpose, IEEE standards and international transmission quality regulations were examined to identify the indices and limits used for their control.

Index terms— product quality, service quality, event, index, regulation, transmission.

Resumen

En este artículo se presenta el diagnóstico de la situación de la calidad del servicio de la Transmisión en el Ecuador a partir del análisis de la información estadística del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y la evolución de los parámetros e indicadores de calidad establecidos en la regulación No. CONELEC – 003/08 *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado*. Además de esto, bajo la consideración de que la regulación en referencia no ha sido modificada desde su aprobación en el año 2008 y que hoy en día se cuenta con una topología de red distinta, incluso con nuevos niveles de voltaje para el SNT, con base a los resultados obtenidos, se analizan aspectos que podrían considerarse para la actualización o reforma de la referida regulación. Para el efecto se estudiaron las normas IEEE y regulaciones internacionales de calidad de transmisión para identificar los índices y límites utilizados para su control a nivel mundial.

Palabras clave— calidad de producto, calidad del servicio, evento, indicador, regulación, transmisión.

Recibido: 31-10-2022 Aprobado tras revisión: 12-01-2023

Forma sugerida de citación: Vargas, S.; Gavela, X.; Moncada, L. (2022). “Análisis de Indicadores de Calidad para la Actualización de la Regulación No. CONELEC – 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue II, Pp. 22-31

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.551>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La regulación No. CONELEC – 003/08 *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado*, se aprobó en el año 2008. El contexto o escenario técnico y normativo bajo el cual se elaboró y aprobó la referida regulación fue distinto al actual, con un sistema eléctrico diferente. Al año 2022, el sistema eléctrico ecuatoriano ha evolucionado; se han incorporado proyectos emblemáticos como el nivel de voltaje de 500kV para el Sistema Nacional de Transmisión, y sistemas de monitoreo y control del Sistema Nacional Interconectado por parte del operador y del transmisor como los Sistemas de monitoreo de área extendida (WAMS) que utilizan Unidades de Medición Fasorial (PMU) para medición fasorial, con el fin de adquirir, transmitir y manejar datos de la red, mejorando la confiabilidad del sistema.

Bajo estos antecedentes, y tomando en consideración además que existe nueva información estadística de la operación del sistema de transmisión, se torna factible el estudio de la evolución de los índices de calidad a nivel de transmisión, así como la revisión de los aspectos normativos relacionados con su control. Dentro de este contexto, se desarrolla el presente trabajo, con un análisis de los criterios y aspectos que podrían considerarse para la actualización normativa.

Para el efecto, se desarrolló un proceso sistemático de estudio de los indicadores de calidad del servicio de transmisión en el Ecuador; el estudio inició con una completa revisión bibliográfica de las normas internacionales, así como del marco regulatorio aplicado a nivel local y en otros países para el control de la calidad del producto y del servicio de la transmisión; posteriormente, se realizó el análisis de la información estadística sobre interrupciones del servicio en el Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano (SNT) para conocer la evolución y cumplimiento de los parámetros de calidad en el país, para finalmente plantear recomendaciones que permitan la actualización de índices que evalúan la calidad del producto y servicio para el actual sistema de transmisión ecuatoriano.

2. ASPECTOS NORMATIVOS DE CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN

2.1. Normativa Internacional Para la Evaluación de la Calidad de Transmisión

A nivel internacional se han establecido normas, regulaciones y recomendaciones para el control de las perturbaciones que perjudican la calidad de los sistemas de energía eléctrica, a través de índices medidos o calculados, que establecen los límites permisibles de tales perturbaciones para los sistemas. Sin embargo, dentro de toda la normativa, los estándares IEEE generalmente son los más empleados porque se revisan y actualizan constantemente. En las tablas 1 y 2 se presenta una

recopilación de la normativa internacional sobre la calidad del servicio y de producto [1]- [7], con un resumen del tipo de perturbación considerada, los índices que emplean para calcular o medir tales perturbaciones, así como el nivel de voltaje en el que se pueden aplicar.

Tabla 1: Normas de Calidad del Servicio

Norma	Perturbación	Índice	Voltaje
IEEE 1366	Interrupción momentánea	Índices de interrupción sostenida (SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ASAI, CMEI _n)	Aplicable a varios niveles de un sistema eléctrico
	Interrupción sostenida	Índices de interrupción momentánea (MAIFI, MAIFIE, CEMSML _n) Índices basados en carga (ASIFI, ASIDI)	
IEEE 1159	Interrupción momentánea	No establece índices	Aplicable a varios niveles de un sistema eléctrico
	Interrupción sostenida		

Tabla 2: Normas de Calidad de Producto

Norma	Índice	Voltaje
IEEE 1159	No establece índices	Aplicable a varios niveles de un sistema eléctrico
	Hundimiento	
	Incremento	
	Armónico	
	Desbalance de voltaje	
IEEE 519	Fluctuación de voltaje	Bajo y alto voltaje 120V < V ≤ 69kV
	Armónico de voltaje: Distorsión armónica individual Distorsión armónica total	Alto voltaje 69kV < V ≤ 161kV
	Armónico de Corriente: Distorsión de corriente armónica en porcentaje de la corriente de carga	Extra alto voltaje V > 161kV
	Distorsión de la demanda total	
IEEE 1453	Parpadeo: Severidad de corto plazo Severidad de largo plazo	Alto voltaje 35kV < V ≤ 230kV Extra alto voltaje V > 230 kV
	Desbalance de voltaje: Desbalance Regulación de voltaje Frecuencia Distorsión de voltaje: Distorsión armónica total Parpadeo: Severidades de corto y largo plazo Huecos de voltaje: Índice de frecuencia RMS promedio del sistema (SARFI)	Alto Voltaje



IEEE 1564	Huecos de voltaje: Índice de frecuencia RMS promedio del sistema (SARFI) Índice de energía de hundimiento (SEI) Índice de energía de hundimiento promedio (ASEI)	Alto voltaje
EN 50160	Parpadeo: Severidad de largo plazo Desbalance: Factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa Armónicos de voltaje	Alto voltaje

2.2. Situación Local

2.2.1. Topología [8]

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano está conformado por subestaciones y líneas de transmisión a nivel de 138 kV, 230 kV y 500 kV. Las líneas de transmisión a 230 kV forman un anillo troncal y junto con las líneas de transmisión a 500 kV conforman el sistema troncal de transmisión, al cual se vinculan centros de generación y distribución mediante las líneas de transmisión a 138 kV.

Las subestaciones son de reducción o seccionamiento. Los patios de maniobras de las subestaciones a 230 kV y 500 kV son de sistema de doble barra principal, mientras que las subestaciones de 138 kV tienen sistema de barra principal-transferencia. El SNT posee transformadores monofásicos y trifásicos, cuenta con compensación de potencia reactiva y su sistema de medición lo conforma el sistema de monitoreo de área extendida (WAMS) y la unidad de medición fasorial (PMU).

2.2.2. Regulación [9]

La Regulación No. CONELEC – 003/08 *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado* establece los aspectos para la evaluación de calidad del servicio de la transmisión y del producto (potencia) en el Ecuador; en términos generales, los aspectos que se controlan son los que se presentan en la Fig. 1.

Por regulación, el control de calidad del servicio se debe realizar de forma semestral, considerando para el cálculo y evaluación de indicadores, las siguientes instalaciones: campos de conexión, circuitos de transmisión 138 kV y 230 kV, transformadores, capacitores y reactores. Por otro lado, los indicadores que se utilizan son los siguientes: horas de indisponibilidad (HI) semestrales, número de desconexiones (ND) semestral y factor de calidad del servicio (FCS), de manera que, se establece el límite de horas de indisponibilidad semestrales (LHI) y el límite del número de desconexiones semestral (NDP) presentados en la Tabla 3.

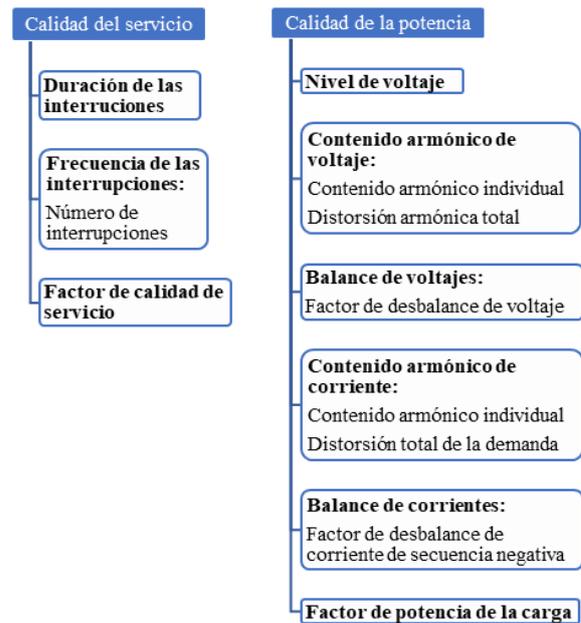


Figura 1: Aspectos de Calidad de Transmisión

Tabla 3: Límites de LHI y NDP

Instalación	LHI	NDP
Campo de conexión	2	1
Circuito transmisión 230 kV	4	2
Circuito transmisión 138 kV	4	2
Capacitor y reactor	2	1
Transformador	4	1

2.3. Normativa Internacional

Del estudio realizado se determina que la calidad de la transmisión a nivel internacional se controla en base a indicadores propios adoptados por cada regulador local, tal como se resume en las tablas 4 y 5 [10]-[14].

Tabla 4: Indicadores de Calidad del Servicio

País	Indicador	Control
Ecuador	Número de interrupciones Duración de interrupciones Factor de Calidad de Servicio	Semestral
Perú	Número de interrupciones por cliente Duración de interrupciones por cliente	Semestral
Colombia	Indisponibilidad	Mensual
Argentina	Indisponibilidad Número de salidas forzadas de líneas por 100 km por 1 año	Mensual
Europa	Energía no planificada no suministrada Tiempo de interrupción promedio no planificado	-

Tabla 5: Indicadores de Calidad del producto

País	Indicador
Ecuador	Voltaje: Nivel de voltaje, contenido armónico individual, distorsión armónica total, factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa Corriente: Contenido armónico individual, distorsión total de la demanda y factor de desbalance de corriente de carga de secuencia negativa



	Potencia: factor de potencia de la carga Voltaje: Variación de voltaje Frecuencia: Variación sostenida, variación súbita y variación diaria Parpadeo: severidad de corta duración Voltaje Armónico: voltaje armónico individual y distorsión armónica total
Perú	
Colombia	Voltaje: desviación estacionaria del voltaje eficaz, relación de voltaje de secuencia negativa y positiva, distorsión armónica total Frecuencia: desviación Parpadeo: severidad de corta duración Corriente: distorsión armónica total, distorsión total de demanda
Europa	Voltaje: variación de voltaje, parpadeo, desbalance de voltaje, armónico de voltaje, cambio de voltaje rápido único, huecos de voltaje, incrementos breves de voltaje

3. DIAGNÓSTICO: SITUACIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRASMISIÓN EN EL ECUADOR

Para este diagnóstico se realizó un análisis de la información estadística de la calidad del servicio de la transmisión proporcionada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNR) en base a la información del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) entre enero del 2012 y diciembre del 2020.

La información estadística incluye: HI, ND y sus causas. Además, el diagnóstico abarca las instalaciones del SNT indicadas en la tabla 6 y la metodología para el análisis de la información estadística se describe en la Fig. 2.

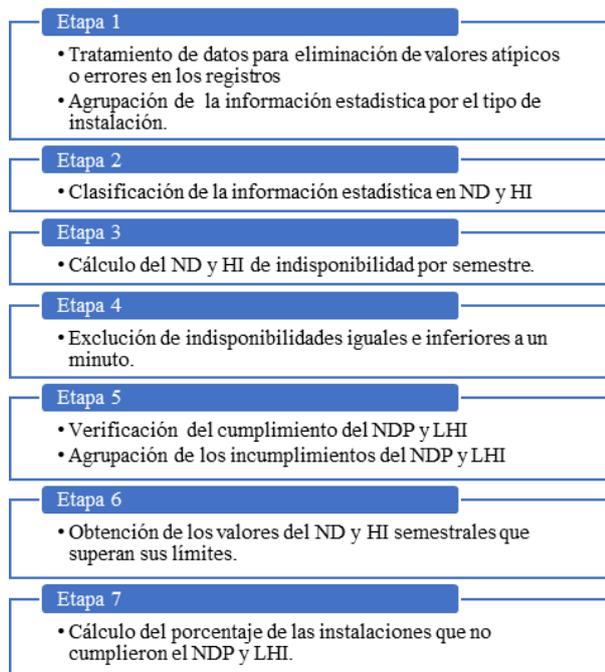


Figura 2: Metodología para el desarrollo del diagnóstico

3.1. Análisis Evolutivo de los Índices de Calidad del Servicio

Para conocer los cambios en el nivel de calidad del servicio del SNT debido a los cambios en su topología, se toma como referencia el año 2012 y el año 2020. En las tablas 6, 7 y 8 se presentan las comparaciones.

Tabla 6: ND de Instalaciones

Instalación	ND		Número Incumplimientos	
	2012	2020	2012	2020
Campo de conexión	12	26	4	1
Circuito Transmisión 500 kV ¹	-	14	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	16	66	0	6
Circuito Transmisión 138 kV	82	60	10	4
Capacitor y reactor	0	0	0	0
Transformador	20	33	4	5
Total	130	199	18	16

Tabla 7: HI de Instalaciones

Instalación	HI		Número Incumplimientos	
	2012	2020	2012	2020
Campo de conexión	8,3	27,7	1	2
Circuito Transmisión 500 kV	-	93,2	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	26,3	100,1	3	2
Circuito Transmisión 138 kV	518,1	56,6	5	4
Capacitor y reactor	0	0	0	0
Transformador	17,2	152,6	1	5
Total	569,9	430,2	10	13

Tabla 8: FCS de Instalaciones

Instalación	Mayor a 1		Mayor a 10	
	2012	2020	2012	2020
Campo de conexión	5	2	0	0
Circuito Transmisión 500 kV	-	-	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	3	5	0	0
Circuito Transmisión 138 kV	13	6	1	0
Capacitor y reactor	0	0	0	0
Transformador	5	8	0	1
Total	26	21	1	1

De la comparación realizada, se puede observar que el número de incumplimientos del NDP ha disminuido al año 2020. Del mismo modo, las HI y los FSC distintos de cero son menores en el año 2020.

3.2. Análisis de Resultados

Del análisis de la información estadística, se tomó el período más representativo a la actualidad del SNT, periodo comprendido entre los años 2017 y 2020, del cual se pudo conocer lo siguiente: ND y HI que registraron las instalaciones del SNT durante este periodo de tiempo, número de incumplimientos del NDP y LHI, porcentaje de instalaciones que presentaron al menos un

¹ No existen registros de la información estadística de los circuitos de transmisión a 500 kV sobre el ND y HI en el año 2012, debido a que

la construcción del sistema a 500 kV inicio en julio del 2013 y finalizó al 100% en febrero del 2022.



incumplimiento de los límites en los 4 años y el FCS. Estos valores se presentan a continuación:

Tabla 9: ND de Instalaciones

Instalación	ND	Número Incumplimiento	Porcentaje incumplimiento
Campo de conexión	110	18	14,9
Circuito Transmisión 500 kV	53	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	212	18	19,7
Circuito Transmisión 138 kV	274	26	12,7
Capacitor y reactor	1	0	0
Transformador	152	29	16,3

Tabla 10: HI de Instalaciones

Instalación	HI	Número Incumplimiento	Porcentaje incumplimiento
Campo de conexión	513,6	10	8,9
Circuito Transmisión 500 kV	1357,3	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	1265,4	11	14,1
Circuito Transmisión 138 kV	413,3	17	10,8
Capacitor y reactor	0	0	0
Transformador	795,2	22	11,3

Tabla 11: FCS de Instalaciones

Instalación	Mayor a 1	Mayor a 10	Mayor a 100
Campo de conexión	26	3	1
Circuito Transmisión 500 kV	-	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	24	4	1
Circuito Transmisión 138 kV	33	3	0
Capacitor y reactor	0	0	0
Transformador	42	4	1

El número de eventos que incumplen los límites de los indicadores de calidad de servicio en el año 2018 disminuyó, de ahí alcanza su valor máximo en el año 2019, para finalmente llegar a su valor mínimo en el año 2020, esto se puede evidenciar en la Fig. 3.

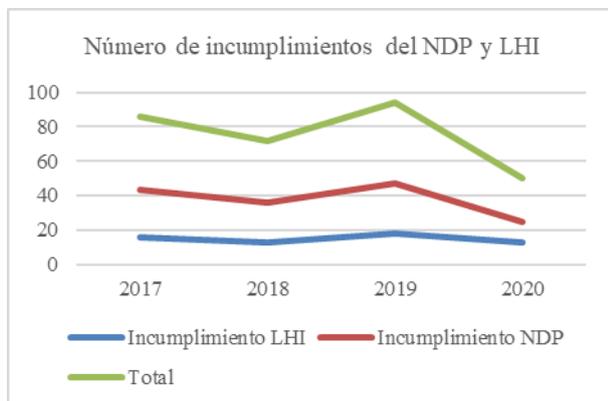


Figura 3: Número de Incumplimientos del NDP y LHI

De la información analizada, se puede concluir que, durante el periodo de diagnóstico el porcentaje de las

instalaciones que presentaron por lo menos un incumplimiento del NDP y LHI es bajo, así mismo el número de incumplimientos de estos límites alcanzó el menor valor en el año 2020, y en comparación al año 2017 el número de incumplimientos del NDP y los FCS distinto de cero son menores.

4. CÁLCULO DE LOS VALORES DE REFERENCIA

Los límites de los indicadores de calidad de transmisión se emplean para la evaluación y control de los parámetros de calidad, por lo cual estos valores deben estar acorde a la situación actual del SNT, considerando cambios en su topología como el ingreso en operación de las líneas de transmisión a 500 kV y mejoras en los sistemas de monitoreo y control que evidencian una mejora en su confiabilidad.

Estos valores de referencia no han sido revisados desde que se establecieron en la regulación de calidad de transmisión en el 2008. La metodología propuesta abarca únicamente los indicadores de calidad del servicio debido no se cuenta con información estadística de calidad del producto. Como parte de este trabajo, se propone la metodología descrita en la Fig. 4, misma que contempla los pasos que deberían seguirse para la actualización de los índices establecidos en la regulación.

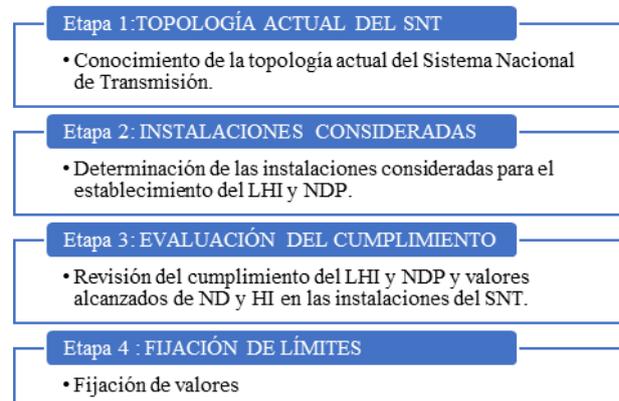


Figura 4: Metodología de Cálculo de Valores de Referencia

4.1. Etapa 1: Topología Actual del SNT

La topología actual del SNT fue descrita en la sección 2.2.1 Topología de la segunda sección de este artículo.

4.2. Etapa 2: Instalaciones Consideradas

Bajo el estudio de la topología actual del SNT y los resultados del diagnóstico, se recomienda considerar la incorporación de los circuitos de transmisión a 500 kV en la actualización de la regulación para el control de calidad del servicio y por ende en el establecimiento del NDP y LHI para esta parte de la red.

4.3. Etapa 3: Evaluación del Cumplimiento Normativo

La evaluación del cumplimiento normativo de los índices de calidad del servicio de la transmisión permitirá conocer el estado de la calidad del servicio en las instalaciones del SNT y su evolución con la expansión del sistema en los últimos años.

Las tablas 12 y 13 presentan los valores relevantes para la evaluación en el período comprendido entre 2017 al 2020: valor máximo, número de eventos en los que se incumplen los límites, porcentaje de instalaciones que nunca incumplieron los límites y valores mayores a 10 y 100 horas.

Tabla 12: ND de Instalaciones

Instalación	Valor máximo	Número incumplimientos	Porcentaje cumplimiento
Campo de conexión	3	18	85,1
Circuito Transmisión 500 kV	7	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	7	18	80,3
Circuito Transmisión 138 kV	6	26	87,3
Capacitor y reactor	0	0	0
Transformador	5	29	83,7

Tabla 13: HI de Instalaciones

Instalación	Valor máximo	Número incumplimientos	Porcentaje cumplimiento	Mayor a 10 horas	Mayor a 100 horas
Campo de conexión	243,6	10	91,1	6	2
Circuito transmisión 500 kV	911	-	-	8	2
Circuito transmisión 230 kV	600,7	11	85,9	7	4
Circuito transmisión 138 kV	75,2	17	89,2	9	0
Capacitor y reactor	0	0	0	0	0
Transformador	358,2	22	88,7	11	1

Los valores máximos del ND semestral de las instalaciones son bajos y cercanos a los límites de este indicador. Asimismo, el número de incumplimientos del NDP es bajo, además, el porcentaje de instalaciones que no presentaron ningún incumplimiento durante el periodo de diagnóstico es elevado.

Por otro lado, los valores máximos de HI semestrales de las instalaciones son elevados y se presentaron valores que superaron las 10 y 100 horas, sin embargo, el número de incumplimientos del LHI es bajo y el porcentaje de instalaciones que no presentaron ningún incumplimiento durante el periodo de diagnóstico es alto.

4.4. Etapa 4: Fijación de Límites

De la etapa anterior, se pudo evidenciar que hubo pocos incumplimientos de los límites de los indicadores en las instalaciones del SNT a lo largo de los 4 años y los resultados de la metodología del cálculo de los valores de referencia se detallan en la tabla 14. Asimismo, es necesario que el regulador analice estas horas de indisponibilidad elevadas.

Tabla 14: Actualización de Límites de Indicadores

Instalación	Límite	Actualización
Campo de conexión	NDP	Debe mantenerse
	LHI	Debe mantenerse
Circuito Transmisión 500 kV	NDP	Requiere definición
	LHI	Requiere definición
Circuito Transmisión 230 kV	NDP	Debe mantenerse
	LHI	Debe mantenerse
Circuito Transmisión 138 kV	NDP	Debe mantenerse
	LHI	Debe mantenerse
Capacitor y reactor	NDP	Debe mantenerse
	LHI	Debe mantenerse
Transformador	NDP	Debe mantenerse
	LHI	Debe mantenerse

5. ASPECTOS DE CONTROL DE CALIDAD

5.1. Control de Datos

El control del ND y HI es semestral [9], en la información estadística se encontró que ciertos incumplimientos del NDP y LHI se produjeron en un solo mes. En la tabla 15 se presenta el número de incumplimientos durante los 4 años y se detallan cuantos sobrepasaron los límites en un solo mes.

Tabla 15: Número de Incumplimientos en Instalaciones

Instalación	Número Incumplimientos (semestral)		Número Incumplimientos (Mensual)	
	LHI	NDP	LHI	NDP
Campo de conexión	18	10	13	10
Circuito Transmisión 230 kV	18	11	6	11
Circuito Transmisión 138 kV	26	17	6	17
Capacitor y reactor	0	0	0	0
Transformador	29	22	16	21

Para evitar que el ND y HI sigan incrementándose una vez se haya superado el límite semestral, puede crearse un régimen sancionatorio en base al artículo 73 "Procedimiento sancionatorio" de la LOSPEE [15] que dependa del valor del incumplimiento y de su reiteración. La clasificación propuesta se indica a continuación:

Tabla 16: Clasificación de Sanción del Incumplimiento

Rango de incumplimiento	Tipo de sanción
De 1.1 a 1.9 veces del límite permitido	Leve
De 2 a 2.9 del límite permitido	Mediana
Mayor a 3 veces el límite permitido	Grave

6. ARTICULACIÓN

Las regulaciones de calidad de transmisión y distribución especifican claramente los responsables

en la supervisión y cumplimiento de calidad del producto y del servicio, y no existen contradicciones entre las mismas, esto se puede evidenciar en la tabla 17. Además, en el cálculo de indicadores globales de calidad del servicio de distribución no se consideran las interrupciones originadas por el transmisor que se calculen individualmente mayores o iguales a 25 minutos [9], [16].

Tabla 17: Supervisión y Cumplimiento de Calidad

Aspecto	Transmisión	Distribución
Ámbito	Transmisor	Empresa distribuidora
	Agente	Consumidor regulado y no regulado de la empresa distribuidora
	Empresa Distribuidora Grande consumidor del SNT	
Supervisión Calidad de potencia	CENACE	ARCONEL
	Transmisor	Empresa distribuidora
Cumplimiento Calidad de potencia	Transmisor	Distribuidora
	Agente	Consumidor
Supervisión Calidad de servicio	CENACE	ARCONEL
Cumplimiento Calidad de servicio	Transmisor	Empresa distribuidora
	Agente	
	Propietario de instalaciones de transmisión	
Interrupción	-	Interrupción originada por el transmisor excluida

7. PROPUESTAS DE REFORMAS

7.1. Calidad del Producto

En esta sección se realiza un análisis comparativo de los indicadores de calidad del producto actualmente establecidos en la regulación nacional, versus otras normas relacionadas con la calidad del servicio de transmisión. Además de esto, se proponen indicadores nuevos en base a normativas y regulaciones internacionales.

7.1.1. Índices actuales

Nivel de voltaje

Los límites se obtienen del procedimiento definido en la regulación Nro. ARCERNR 004/20 “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia”, según lo indica la regulación actual y se especifican en la tabla 18 [17].

Tabla 18: Índice de Nivel de Voltaje

Nivel de voltaje [kV]	Índice	Normal		Emergencia	
		Límite inferior	Límite superior	Límite inferior	Límite superior
138	Nivel de voltaje	-5%	5%	-10%	6%
230		-5%	5%	-7%	6%
500		-5%	5%	-8%	7%

La norma ANSI C84.1 “Sistemas de energía eléctrica y clasificaciones de voltaje de equipos (60 Hercios)” determina que los sistemas a estos niveles de voltaje ajustan su valor de operación, lo que evita que se definan límites [18], por lo tanto, estos valores de la tabla 18 podrían ser incluidos en la actualización de regulación.

Contenido armónico de voltaje

La distorsión armónica individual y total se evalúan por medio de la norma IEEE 519 a nivel local, para lo cual define los límites que se presentan en la tabla 19.

Tabla 19: Límites Contenido Armónico de Voltaje IEEE 519

Voltaje [kV]	Armónico individual [%]	Distorsión armónica total, THD [%]
69 kV < V ≤ 161 kV	1,5	2,5
161 kV < V	1	1,5

Del mismo modo, internacionalmente se emplea esta norma para el control de esta perturbación, por lo tanto, pueden mantenerse estos índices con los límites.

Balace de voltaje

El balace de voltaje es medido por medio del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa en la regulación local [9]. De igual manera, el factor es utilizado en otros países y los límites en las regiones de Colombia y Europa están en un rango entre el 1% y 2%.

Debido a que la perturbación se calcula del mismo modo internacionalmente con un límite mayor, se puede mantener el mismo factor con su límite

Contenido armónico de corriente

El contenido armónico individual y la distorsión total de la demanda (TDD) se evalúan según la norma IEEE 519 con los límites de las tablas 20 y 21 [3].

Tabla 20: Límites Contenido Armónico (69kV < V ≤ 161kV)

SCR	Orden Armónico Individual					TDD
	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h < 50	
< 20	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
50 < 100	5	2,25	2	0,75	0,35	6
100 < 1000	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10



Tabla 21: Límites Contenido Armónico (V>161kV)

SCR	Orden Armónico Individual					TDD
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
< 25	1	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3	1,5	0,15	0,45	0,22	3,75

Donde:

SCR: Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de IL

La norma se emplea en regulaciones internacionales, por lo cual pueden mantenerse los mismos indicadores y límites.

Factor de potencia de la carga

Se evalúa de acuerdo con sus variaciones respecto a los límites establecidos por CONELEC mediante la regulación CONELEC Nro. 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva del MEM” [9].

A los grandes consumidores conectados al SNT se les controla este factor, por lo cual debe mantenerse al igual que sus límites.

Balance de corriente

Se evalúa en la regulación actual de calidad de transmisión por medio del factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa (MV2) [9].

Por el contrario, no se encontró que este parámetro sea regulado en otros países ni normas que abarquen este tema a nivel de transmisión, por lo tanto, se sugiere que se revise la necesidad de considerar este parámetro en la actualización de la regulación.

7.1.2. Índices Nuevos

Parpadeo

El parpadeo es un aspecto de calidad del producto que se considera internacionalmente y se define como la impresión subjetiva de luminancia fluctuante causada por fluctuaciones de voltaje [4]. Las normas IEEE 1453 e IEEE 1250 abarcan este parámetro a niveles de alto y extra alto voltaje definiendo índices y niveles de planificación que son la base para establecer límites, lo cual se muestra en la tabla 22 [4], [6].

Tabla 22. Índice de Parpadeo.

Nivel de voltaje [kV]	Índice	Nivel de planificación	
		L _{Pst}	L _{Pit}
138	Severidad de corto y largo plazo	0.8	0.6
230			
500			

Frecuencia

La frecuencia es un aspecto de calidad que se emplea

en países como Colombia y Perú y se define como el número de ciclos por segundo de la onda sinusoidal de corriente o voltaje [20]. De la frecuencia se mide su variación como se presenta en la tabla 23.

Tabla 23. Índice de Frecuencia

Nivel de voltaje	Índice
Alto voltaje	Variación de frecuencia

7.2. Calidad del Servicio

En esta sección se proponen reformas considerando la evolución del SNT, límites y aspectos de control de calidad del servicio, mediante el análisis de la información estadística del SNT, los resultados del diagnóstico y la metodología de cálculo de valores de referencia.

Instalaciones

La regulación de calidad de transmisión considera en el control de calidad del servicio a los circuitos de transmisión que operan a voltajes mayores a 90 kV, por lo tanto, es necesario que se incluyan los circuitos de transmisión a 500 kV en la regulación actualizada.

Límites de indicadores de circuitos transmisión 500 kV

Al incorporarse estos circuitos en la regulación actualizada, se deben fijar su NDP y LHI de los indicadores de calidad del servicio.

Esta instalación alcanzó un valor máximo de ND cercano al NDP de los otros circuitos, mientras que su valor máximo de HI fue elevado y ciertas HI superaron las 10 y 100 horas, las cuales deberían ser analizadas detalladamente, sin embargo, el NDP y el LHI de esta instalación podrían ser los mismos valores que de los circuitos de transmisión a 138 kV y 230 kV.

Límites de indicadores de las instalaciones consideradas en la regulación actual

Los valores máximos del ND de las instalaciones no sobrepasaron las 7 desconexiones, asimismo, el número de incumplimientos del NDP en el periodo de diagnóstico fue bajo, por lo tanto los NDP de las instalaciones pueden mantenerse iguales.

Del mismo modo, hubo pocos incumplimientos del LHI durante el periodo de diagnóstico, por lo cual los LHI de las instalaciones pueden mantenerse iguales.

Excepción sobre indisponibilidades

Las indisponibilidades menores o iguales a 1 minuto y las que se excluyen en la regulación actual no se deberían considerar en el cálculo de los indicadores.

Factor de calidad de servicio

El factor permite conocer rápidamente si se incumplieron los límites de los indicadores, por lo cual puede mantenerse este factor en la regulación.

Control de calidad

Existieron ND y HI mensuales que sobrepasaron el NDP y LHI respectivamente. En este contexto, con el fin de mejorar el control de calidad del servicio se recomienda que se tomen acciones al momento que se identifiquen estos incumplimientos para evitar que las instalaciones del SNT se vean afectadas. Un medio para disminuir este tipo de indisponibilidades es la implementación de penalizaciones que se categoricen en función de los incumplimientos, de acuerdo con su valor y reiteración, tal como se indica en la tabla 16.

Informes

En el mismo sentido, existieron eventos que con una sola indisponibilidad superaron el LHI, al ser valores muy atípicos se podrían categorizar como graves para priorizar la entrega y análisis de su informe para evitar que las HI sigan incrementándose.

Articulación

Las regulaciones de calidad de distribución y transmisión establecen los responsables en la supervisión y cumplimiento de calidad, con lo que no existen contradicciones; de igual manera, los indicadores en distribución excluyen las interrupciones del transmisor.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

En este artículo, se presentó un análisis de la evolución de los índices de calidad del servicio de la transmisión en el Ecuador, con el fin de realizar un diagnóstico de la situación de la calidad de la transmisión en el país, y proponer recomendaciones para la actualización de la Regulación actualmente vigente. De la evaluación a la normativa, se concluye que los indicadores de calidad del servicio considerados en la Regulación No. CONELEC- 003/08, guardan coherencia con los que aplican otros reguladores a nivel de Latinoamérica; sin embargo, sería factible la incorporación de nuevos índices de calidad relacionados con la calidad producto técnico del SNT en la actualización de la regulación.

Para el análisis de los indicadores que deben ser objeto de control y monitoreo para el tema de la calidad, se estudiaron las siguientes normas: IEEE 1366, IEEE 1159, IEEE 519, IEEE 1453, IEEE 1564, IEEE 1250 y EN 50160; y con base a este análisis normativo y evaluación regulatoria se identificó que los siguientes indicadores deberían ser incluidos en la actualización de la regulación: interrupción (horas de indisponibilidad, número de desconexiones y factor de calidad de servicio), nivel de voltaje, contenido armónico de voltaje (distorsión armónica individual y total), balance de voltaje (factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa), contenido armónico de corriente (contenido armónico individual y distorsión total de la demanda),

balance de corriente (factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa), factor de potencia, parpadeo (severidad de corto y largo plazo), y frecuencia (variación).

Se verificó que la evolución en los niveles de los indicadores actuales de calidad del servicio: número de desconexiones, horas de indisponibilidad y factor de calidad de servicio, ha sido acorde con la evolución del Sistema Nacional de Transmisión, dado que en el año 2020 se alcanzó el menor número de incumplimientos de los límites frente a lo que se tenía en años anteriores y en comparación al año 2012, las horas de indisponibilidad y los incumplimientos disminuyeron. Es decir que a medida que se ha expandido en SNT y ha mejorado su confiabilidad, los índices de calidad también han mejorado.

Por otra parte, se verificó que los límites para los índices *número de desconexiones* y *horas de indisponibilidad semestrales* de las instalaciones consideradas en la regulación actual deben permanecer igual, puesto que si bien, el número de incumplimientos de estos valores fue bajo, aún se mantienen ciertos eventos de interrupciones con duración alta, por lo tanto, no sería del todo recomendable limitar estos índices aún, pero sí su categorización para un control más adecuado.

La categorización de los incumplimientos de los límites en los indicadores de calidad, así como de las fallas excesivas, en función a su valor y reiteración para su sanción, reducirá indisponibilidades elevadas.

Asimismo, del estudio realizado se recomienda que los circuitos de transmisión a 500 kV se incorporen a la nueva regulación, para lo cual, en base a los resultados del análisis estadístico de interrupciones, se recomienda que los límites para *número de desconexiones* y *horas de indisponibilidad semestrales* como punto de partida, sean los mismos valores que de los circuitos a 138 kV y 230 kV.

Finalmente, de la revisión y comparación entre las regulaciones de calidad de distribución y transmisión se estableció que no hay contradicciones, dado que los indicadores de distribución excluyen las interrupciones del transmisor, por lo cual, la articulación es adecuada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366, 2003.
- [2] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Standard 1159, 1995.
- [3] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Standard 519, 2014.
- [4] IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, IEEE Standard 1453, 2015.



- [5] D. Sabin, Overview of IEEE STD 1564-2014 Guide for Voltage Sag Indices, 2015.
- [6] C. Payne, An Overview of IEEE 1250-Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems, 2017.
- [7] CENELEC – EN 50160 Voltage Characteristics of electricity supplied by public electricity networks [Online]. Available: <https://standards.globalspec.com/std/13493775/EN%2050160>
- [8] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2018.
- [9] Regulación No. CONELEC – 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado, Ecuador, 2008.
- [10] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Perú, 2010.
- [11] Contrato de concesión TRANSPA S.A, Argentina.
- [12] Metodología y Fórmulas Tarifarias para la Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional, Colombia, 2009.
- [13] Normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables en el Sistema Interconectado Nacional, Colombia, 2012.
- [14] Council of European Energy Regulators, 6TH CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas supply, 2016.
- [15] Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015.
- [16] Regulación No. ARCONEL – 005/18 Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, Ecuador, 2018.
- [17] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020.
- [18] American National Standard Electric Power Systems and Equipment- Voltage Ratings, ANSI Standard C84.1-2011.
- [19] Australian Power Quality and Reliability Centre, Rapid Voltage Changes, Australia, 2021, pp.4.
- [20] S. Gallardo, Prevención de riesgos eléctricos, España, 2016, pp.4.



Sergio David Vargas. - Nació en Machachi, Ecuador en 1996. Recibió su título de Bachiller en Ciencias Generales del Colegio Nacional Amazonas en 2015. Actualmente es estudiante egresado de Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional.



Ximena Patricia Gavela. – Doctora en ingeniería eléctrica. Ha trabajado en las áreas de regulación y control de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y dentro del sector privado. Actualmente se desempeña como docente e investigadora en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son las técnicas de optimización aplicables a sistemas de potencia, energías renovables, mercados energéticos y aspectos normativos y regulatorios del sector eléctrico.



Leonardo Santiago Moncada C. – Nació en Loja en 1985. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2011. En el año 2013, obtuvo un Diplomado en Economía de la Regulación de la Universidad de San Andrés – Argentina, y en el 2022 el Master en Gestión Ambiental y Energética de las Organizaciones en la Universidad Internacional de La Rioja – UNIR. Actualmente trabaja en CELEC EP GENSUR como Subgerente de Producción. Sus áreas de interés incluyen la asignación de costos del Servicio Público de Energía Eléctrica, tarifas eléctricas, energías renovables, eficiencia energética y minería de datos.

QV Analysis for the Identification of Vulnerable Zones to Voltage Collapse: A Study Case

Análisis QV para la Identificación de Zonas Vulnerables a un Colapso de Tensión: Un Caso de Estudio

 O. Pereira¹  R. Rosés¹  M. Giménez¹

¹*Institute of Electric Energy, National University of San Juan, San Juan, Argentina*
E-mail: opereira@iee.unsj.edu.ar; rroses@iee.unsj.edu.ar; mgimenez@iee.unsj.edu.ar

Abstract

Radial High-Voltage networks have problems ensuring voltage stability when a fault occurs. Among preventive actions for these events, installing reactive power compensation in the most vulnerable zones to voltage instability is an economical and simple alternative. Previous works have used the QV curves methodology based on contingency power flows to identify such zones. However, this method has been criticized because it does not consider the dynamical effect of some network elements that depend on the voltage levels, especially in contingency scenarios. This article proposes a QV curve analysis based on the operating point resulting from dynamic simulations to amend this critique. To evaluate the proposed procedure, the model of the Patagonian High-Voltage Network in southern Argentina is used through the PSS/E software with the help of the Python programming language. The results detect the most vulnerable areas to voltage instability after a fault occurs and the reactive power necessary to maintain voltage levels in an acceptable operating range. The proposed methodology can be applied to other networks. For example, it can be used in the Latin-American context to assess future network expansions, especially on those linking countries, such as Ecuador with Perú or Colombia, or even the Centro American Interconnected System.

Index terms—Voltage Stability, QV curves, Dynamic Simulations, Radial High Voltage Networks, Reactive Compensation, PSS/E.

Resumen

Las redes radiales de alta tensión son muy propensas a sufrir inestabilidades de tensión cuando se presentan fallas. Dentro de las acciones preventivas ante este tipo de eventos, la instalación de compensación de potencia reactiva en las zonas con más problemas de tensión es una alternativa económica y sencilla de aplicar. Trabajos previos han utilizado el método de las curvas QV basados en flujos de potencia en estados de contingencia para identificar tales zonas. Sin embargo, este procedimiento es criticado debido a que no contempla el efecto dinámico de elementos que cambian su comportamiento de acuerdo a los niveles de tensión, especialmente en escenarios de contingencia. Con el fin de subsanar esta crítica, este artículo propone el uso de las mismas curvas QV basándose en los puntos de operación resultantes de simulaciones dinámicas. Para evaluar la metodología propuesta, se utilizó el modelo de la red radial de alta tensión de la Patagonia, al sur de Argentina, por medio del software PSS/E en conjunto con el lenguaje de programación Python. Los resultados detectaron las zonas más propensas a la inestabilidad de tensión y el requerimiento de potencia reactiva necesaria para que la red opere en niveles de tensión aceptables. La metodología propuesta puede ser replicada en cualquier tipo de red. Por ejemplo, en el contexto latinoamericano, se podría utilizar en posibles futuras expansiones de red, especialmente en aquellas que vinculen países como Ecuador con Colombia o Perú, o también el Sistema Interconectado Centroamericano.

Palabras clave—Estabilidad de tensión, Curvas QV, Simulaciones dinámicas, Redes de Alta Tensión Radial, Compensación de Potencia Reactiva, PSS/E.

Recibido: 28-10-2022, Aprobado tras revisión: 12-01-2023

Forma sugerida de citación: Pereira, O.; Rosés, R.; Giménez, M. (2023). "QV Analysis for the Identification of Vulnerable Zones to Voltage Collapse: A Study Case". No. 19, Issue II, Pp. 32-41

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.545>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCTION

The demand growth is a constant concern for Transmission System Operators (TSO). To address this situation, TSOs require expansion plans to establish measures to fulfill the demand projections while maintaining power quality parameters. In these future network requirements, besides planning the renewal or the addition of power plants, it is also mandatory to consider the grid's reinforcement to make sure that the network can transfer this new generation without compromising the power system stability [1], [2],[3].

Another concern for the operator is the system's operation after a contingency. In the case of a fault on High Voltage (HV) networks with radial topology, the system's voltage stability is affected due to the lack of paths to transfer the generated power. The construction of parallel lines could be a solution to this problem. Besides increasing the power transfer capacity of the network, it could also improve reliability in post-fault scenarios, preventing the disconnection of power plants and maintaining the reactive power reserves. However, because of the long-term investment it represents, TSOs look for more economical alternatives. For example, countries such as Chile [4] and South Korea [5] have reported avoiding that kind of investment by installing significant amounts of reactive power compensation in the most vulnerable zones of the circuit to a voltage collapse. It is a more reasonable solution since it is cheaper and provides more stability and transfer capacity in the power system.

Different methods are proposed in the literature to assess the voltage stability in power systems. For example, four widely used methods are the QV Modal Analysis, QV Sensitivity Analysis, and the PV and QV curves. The reason behind the use of these methods is that they require static power flows to develop the analysis. However, each method has different purposes and distinct application advantages as well as disadvantages.

The QV Modal and the QV Sensitivity Analysis are similar methods. Both of them require as input the inverse matrix of the resulting Jacobian from the power flow. The difference between these methods is that the QV Modal Analysis calculates the matrix eigenvalues to determine whether a specific bus is stable [6]. Instead, the Sensitivity Analysis determines the stability of a bus by looking at the bus' respective value on the diagonal components of the matrix. This value corresponds to the sensitivity of the voltage in the bus with respect to the change in the reactive power [7]. Both methods check for the sign of the observed value; if it is positive, then the bus should not have voltage instability problems.

On the other hand, PV and QV curves are graphical methods based on the results obtained by a sequence of power flows in which the voltage levels are continuously tracked. The PV curves determine the power transfer limit between generation and load zones by incrementing

the generated power in each simulation until unstable operating points appear [8]. Alternately, QV curves are in function of the increment of the reactive power injection/consumption in a single bus until reaching voltage levels that are not within an acceptable range. This characteristic helps to determine the reactive power requirement of some specific buses in the circuit and how would the voltage level change according to the reactive compensation [9].

Among the exposed methods, QV curves, QV Modal, or QV Sensitivity analyses are more suitable for identifying and localizing vulnerable zones to voltage instabilities. Even though the last two methods are considered to be more straightforward since the results are obtained directly from the matrix and not from a number of power flows, these methods have the disadvantage that they are not available in all the simulation software, or at least in some cases, it is required an external program, for example, Matlab, to extract the information to develop the analysis. Another problem that these two methods have is that depending on the size of the network, the computational effort to invert the Jacobian matrix is a topic of concern [10].

QV curves have many application advantages over the other methods. It is a fast method compared to dynamic studies, and unlike PV curves, it has fewer problems when it comes to convergence [11]. Also, it is a widely used tool: Recent studies have reported using simulation software such as PSSE [12], DigSilent [13], PowerWorld [14], NEPLAN [15], Matlab [16], and Python [17] to develop QV curves in real and test circuits. The analysis of these curves, and if possible, complemented with other voltage stability criteria such as modal or sensitivity analysis, helps to study the reactive power margins, determine the most suitable areas to install reactive compensation, and make planning decisions in the long and medium term.

Authors in [11] suggest that the results obtained from the QV curves in post-fault scenarios must be complemented with dynamic simulations. The traditional way to obtain the QV curves does not contemplate the evolutionary behavior of On Load Tap Changers (OLTC), Overexciting Limiters (OEL), Governors, and Automatic Voltage Regulators (AVR) during a fault and their effect on the system, which can guide misleading conclusions. Hence it opens the door to inaccurate reactive power compensation sizing and locating. Since then, no further research has been related to a proposal that improves the reliability of the results of the QV curves in the post-fault state.

This paper addresses a different way to obtain the QV curves in a post-fault state by assessing the operating points resulting from dynamic simulations instead of the contingency power flow using a model of a real large-scale circuit. This methodology evades the disadvantages of QV curves exposed by [11]. Moreover, by taking the stabilized operation points after dynamic simulations to

create the QV curves, it complies with the premise exposed in [8] by characterizing the steady-state operation of the system. The main contributions of this paper are:

- Providing a reliable methodology to obtain QV curves for post-fault scenarios to be applied on a real large-scale network model, contemplating the effect of dynamic elements such as the different OELs and OLTCs.
- Determining zones prone to voltage instability due to the presence of faults. So that these are later reinforced through the amount of reactive compensation specified on the QV curve and help mitigate voltage instability problems.

The remainder of the paper is organized as follows: Section 2 presents the classic formulation of the QV curves, and Section 4 describes the proposed methodology in this study. Section 4 shows the planned expansion in Argentina for 2024 and the need for voltage stability studies. The QV analysis for the Patagonian HV network is presented in Section 5. Finally, the Conclusions and Future Work are presented in Sections 6 and 7, respectively.

2. QV CURVES

QV curves depict the reactive power, consumed or injected, needed to obtain a specific voltage level in a bus. When plotted, the x-axis corresponds to the voltage level, and the y-axis to the reactive power compensation. The positive sign in the y-axis is associated with reactive power injection and the negative sign with consumption. Fig. 1 shows an example of three different QV curves c_1 , c_2 and c_3 in the voltage range of 0.7 pu to 1.2 pu.

The curve divides into two operating zones according to the slope of the curve: stable (positive slope, the solid line in Fig.1) and unstable (negative slope, dotted line). The unstable part of the QV curve corresponds to deficient voltage levels, which are undesirable operating points. Instead, the stable side corresponds to voltage levels comprehending a range of acceptable values.

Each curve's knee point reveals the correspondent bus's reactive power margin. This point also informs from what value of reactive power the operation is in the stable zone of the curve. If the margin is negative, there exists at least an operation point on the stable zone of the curve. On the contrary, if the margin is positive, there is no operation point without the injection of reactive power (installation of capacitive compensation).

Fig. 1 depicts the margins for curves c_1 and c_3 through the values Q_1 and Q_3 , respectively. In the case of c_1 , it shows that the curve has a range of Q_1 MVAR, where an operating point in the stable zone is ensured until reaching the point O_1 . On the other hand, c_3 corresponds to a curve with a positive margin, a typical

curve of very loaded scenarios. To guarantee an operating point on the stable side of the curve, the bus needs the injection of at least Q_3 MVAR. However, the knee point of the curve is not always associated with a voltage value in an acceptable range, so a higher compensation is required. Thus, to ensure a 1.00 pu voltage operation at the bus, Q'_3 MVAR should be installed, a value greater than Q_3 .

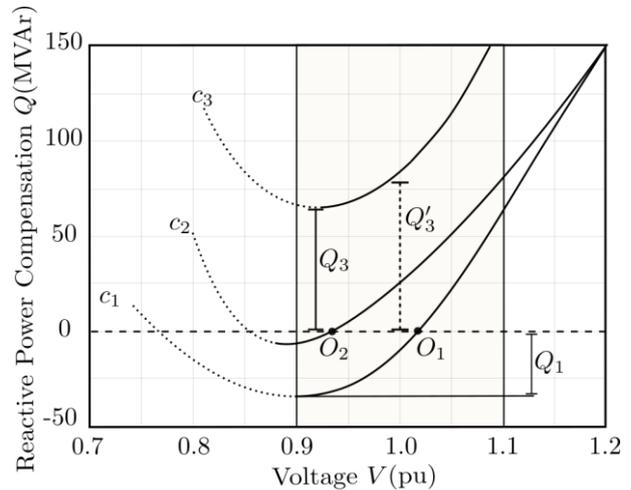


Figure 1: QV curve example

The methodology to get the curve consists of installing a fictitious generator with no active power generation and without reactive power limit in the bus of interest and then running a series of power flow simulations. The bus changes from PQ to PV type, setting the voltage value in a specific range through the power flow series to obtain the reactive power injection/consumption to hold the voltage level at the specified value.

Different ways exist to execute the power flow series for obtaining the QV curves. One method starts with identifying the base voltage value from the original power flow. Then, the simulations could be performed in two sequential stages: ascending, beginning from the base voltage and increasing it in small steps until reaching the established upper limit, then descending from the base voltage to the lower limit.

In post-fault scenarios, to contemplate the operation of an isolated area by a three-phase fault, the bus with the highest rated capacity in the islanded system is selected as a slack bus, allowing the power flow to reveal the voltage level status of these zones.

There are some considerations regarding the voltage range of the curves. When evaluating high or low voltage values, there exists the risk that the power flow does not converge. Researchers in [18] used the PSSSE software to perform a QV analysis using the non-divergent power flow option, which ensures obtaining values that, despite not being convergent, avoid unrealistic results by stopping the simulation before getting very high mismatches. On the other hand, in [1] and [19], they



avoid the convergence problem using the Continuation Power Flow method. The most conservative way to deal with this problem is taking the recommendation from [9], which suggests that the most relevant voltage range is between 0.9 pu and 1.1 pu. Although when evaluating only in this range of values, the complete behavior of the curve is not shown, it may be enough to detect voltage instabilities.

3. PROPOSED METHODOLOGY

The classical way to develop QV curves for post-fault scenarios is through contingency power flows. These simulations are based on a static power flow (i.e., Full Newton Raphson) in an N-k status network. As stated previously, this procedure does not contemplate the action of control mechanisms which could be essential for supporting voltage stability when a contingency appears. This simplification could lead to inaccurate conclusions, labeling, for example, voltage conditions in a bus as unstable when dynamic simulations show that they are indeed stable, as shown in [11].

A reasonable alternative for tackling this problem is taking the operating points after a dynamic simulation as a base to develop the curves. With an adequate base of dynamic models, these kinds of simulations give accurate information about the post-fault state, including the effect of the automatism that the classic power flow cannot provide.

Using the resulting operating points from dynamic simulations means taking a snapshot of the network condition seconds after the fault is simulated. Ideally, the time between the fault and the snapshot has to be long enough so that the oscillating effect does not influence the operating points. After that, the same sequence explained in Section II to obtain the QV curve is followed for the list of buses under study.

In the series of power flows required to obtain the curves, all the setpoints obtained from the dynamic simulation are also considered: This includes the generators' active power delivered, reactive power delivered or consumed, and voltage setpoints fixed at the resulting value. It also comprehends the transformers' new tap positions, switched shunts' statuses, and the load consumption according to the resulting voltage level (ZIP model).

Since the study focuses on the injection or consumption of reactive power and its effect on the voltage levels and also considering that the frequency levels after the dynamic simulation should be close to nominal, the methodology assumes the simplification of fixing the frequency base value at nominal.

Note that the main difference between the classic method and the one proposed in this study is the choice of the initial operating points. Taking this into account, Fig.2 illustrates a diagram for the proposed methodology,

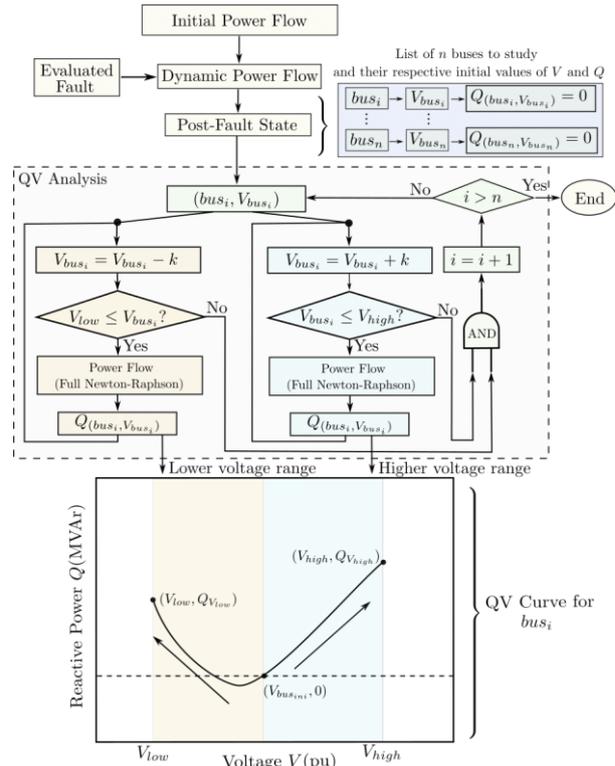


Figure 2: Proposed QV curves methodology diagram

where the variable k is the size of the voltage step in the ascending and descending sequence of power flows, n the number of buses under study, and V_{high} and V_{low} are the upper and lower voltage limits of the QV curve.

4. THE PATAGONIAN EXPANSION PLAN FOR 2022-2024

Due to the long extension of the country and its geography, the more abundant natural resources in Argentina vary according to latitude. In the northwest, there is more potential to exploit solar energy, whereas in the south, especially in the Patagonian region, hydro and wind power.

One of the main objectives of the expansion plan in Argentina for the medium term is to take more advantage of the resources in the Patagonian Region to supply the growing demand in the future years [20]. There are approximately 1.5 GW of wind power installed capacity, and the expansion plan sets the installation of 25 MW of wind power and 1.3 GW of hydropower capacity in two stages: 360 MW for 2024 and 950 MW for 2029.

Argentina relies on 500 kV HV networks to transport the generated power from the north and south regions to the main demand centers of the country. In the Patagonian Region's case, a radial corridor of 1120 km goes from La Esperanza 500/220 kV substation to the Choele-Choele 500/330/132 kV substation. At that point, the network meshes for approximately 1000 km until the capital city, Buenos Aires. With the inclusion of future



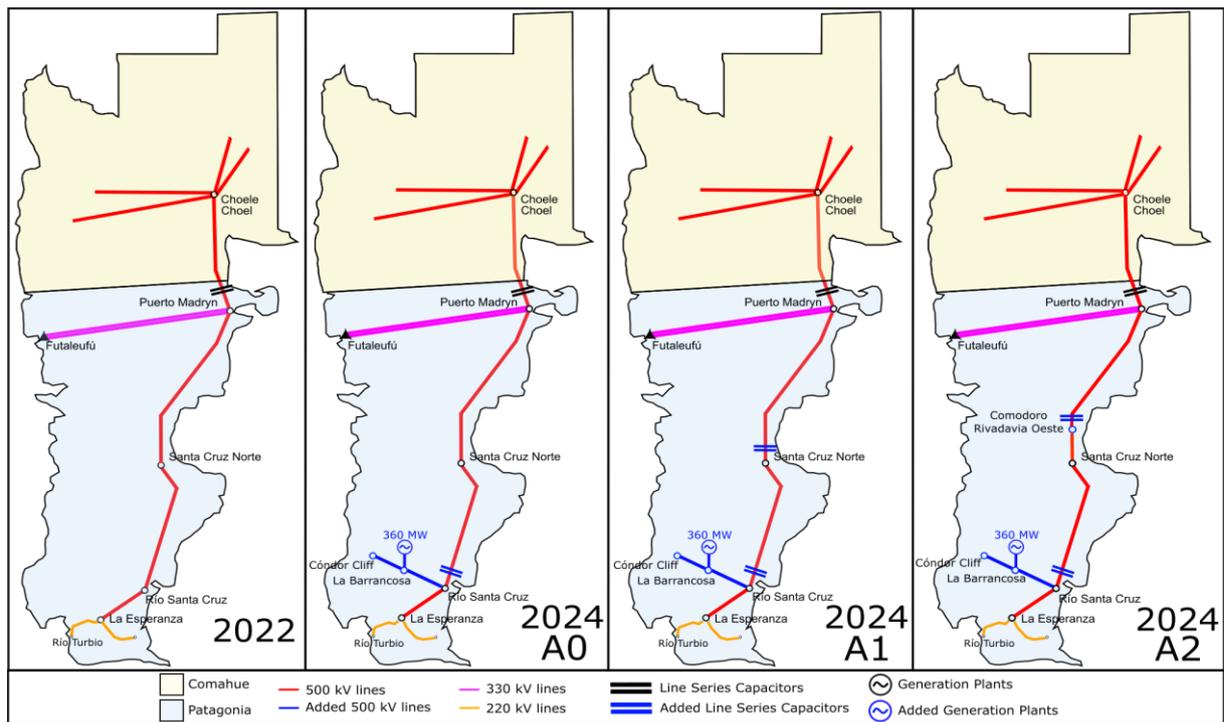


Figure 3: Expansion plan 2022-2024 for the Patagonian Region

power plants, reinforcing the Patagonian HV radial corridor is a topic of interest for the TSO.

Fig. 3 depicts the 500 kV Patagonian network’s expansion plan from 2022 to 2024. By 2024, when the planned 360 MW hydropower plant in La Barrancosa station comes into operation, three reinforcement alternatives are considered: A0, A1, and A2. Alternative A0 corresponds to the original plan for 2024, which in comparison with 2022, it includes a line series capacitor after Río Santa Cruz 500/132 kV substation. Alternatives A1 and A2 are based on A0: A1 incorporates a line series capacitor right after the Santa Cruz Norte 500/132 kV substation. On the other hand, A2 contemplates the partition of the HV line connecting the Santa Cruz Norte and Puerto Madryn substations to create the Comodoro Rivadavia Oeste substation. There a line series capacitor is installed.

According to [20], the reason behind the installation of line series capacitors is to increase the power transfer in the corridor since it has saturation problems. These devices also can improve the reactive power support to maintain the voltage levels in an acceptable range. Nevertheless, when faults occur, the capacitors are bypassed [9], causing the system to run out of the reactive compensation they provide in a critical situation, aggravating the general stability of the system.

Due to the radial topology of the Patagonian system, faults on the 500 kV network could imply severe consequences for the system’s voltage stability. Single-phase faults with successful reclosing can cause back-

swing problems. In addition to violating the security operation criteria for an adequate voltage level, it could generate the disconnection of loads or even cause the grid to operate in weak operating conditions. On the other hand, three-phase faults can cause the islanding of some portions of the system and the loss of availability of reactive power sources to maintain voltage levels. However, for this kind of fault, there are resources such as the automatic disconnection of generators through System Protection Schemes (SPS) to balance the demand and the generation in an N-1 system condition. Another possible consequence, depending on where the fault occurs, is that the power flow intended to be transported by the 500 kV network diverts to the adjacent 132 kV network through the Santa Cruz Norte substation, overloading the lower-voltage network and aggravating the voltage problems in the area.

5. CASE STUDY

4.1 System description

Fig. 4 shows a single-line diagram of the Patagonian HV network scheduled for 2024, including the elements of the three reinforcement alternatives and the adjacent 132 kV part connected to the 500 kV Network between Puerto Madryn (500-B3) and Santa Cruz Norte (500-B7) substations. Due to the voltage impact that the 132 kV network may suffer as a consequence of a fault, it is necessary to consider it to get a better perspective of the stability of the whole network.

4.2 Post-fault Scenarios

The letters from A to G in Fig.4 denote the eight fault locations to be considered. Each letter is associated with the line to fault. It must be noted that locations G and H are exclusive for alternative A2 since substation Comodoro Rivadavia Oeste (500-B5) splits the 500 kV line from Puerto Madryn (500-B3) to Santa Cruz Norte (500-B3). Consequently, location F is only considered by alternatives A0 and A1. The other fault locations are part of all three alternatives.

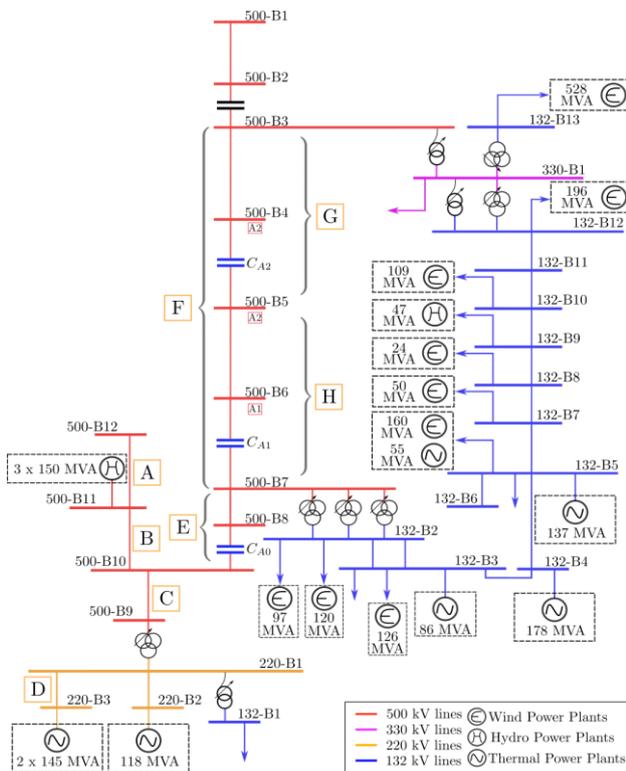


Figure 4: Single Line Circuit of the Patagonian HV Network

Table 1: Considered Fault Scenarios

Fault Scenario	Max-Disconnected Generation Units	Equivalent MW
A3	0	0 MW
B3	3	360 MW
C3	2	260 MW
D3	2	260 MW
E3	5	620 MW
F3-F1	16-0	1070 MW
G3-G1	14-0	1038 MW
H3-H1	16-0	1070 MW

Only three-phase and single-phase faults with successful reclosing are studied regarding the types of faults to be simulated. Three-phase faults are considered in all of the described locations in Fig.4, while single-phase faults are considered only for locations F, G, and H due to the effect of this type of fault on the main 500 kV corridor (500-B3 to 500-B7) could be detrimental.

When evaluating three-phase faults, the automatic disconnection of generation units is considered. Table 1 shows the maximum number of disconnected generators and the corresponding total amount in MW for each fault location and type of fault (3 for three-phase and 1 for single-phase faults). In the case of single-phase faults, the disconnection of generating units is not considered.

Besides contemplating different fault locations and the automatic disconnection of generation units, the post-fault scenarios consider four distinct generation cases that depend on the power delivered by the principal power plants in the area: La Barrancosa (500-B11) and Río Turbio (220-B3). These are:

- **0G:** All generators are turned off ($P = 0$ MW).
- **0G-RT:** Generators of 500-B11 are off, but those of 220-B3 are delivering power at 50% of their nominal capacity ($P = 140$ MW)
- **3G:** All generators of 500-B11 are at 95% of their nominal capacity, and those of 220-B3 are off ($P = 342$ MW).
- **3G-RT:** Generators of 500-B11 and the ones of 220-B3 are at 95% and 50% of their respective nominal capacity ($P = 482$ MW).

4.3 Previous considerations for the QV curves

The dynamic simulations and the QV curves were made using PSS/E software version 33.5 and the Python programming language.

The initial operation points to use in QV curves were obtained from the result of dynamic simulations. The dynamic models used are the homologated ones from the network under study. These simulations considered a time window of 900 s (15 minutes) after the simulated fault. At the end of the simulation, if the operating points are in a steady-state condition, then this point is taken to develop the QV curves of the corresponding case.

The ZIP model considered the load model for the dynamic simulations and the QV curves, where the current and impedance constant proportion for the active power part was 80% and 20%, respectively. Instead, the reactive power part was 50% - 50%.

The QV curve slope and the base voltage value when the reactive power is 0 determine if a bus tends to have voltage problems. If the bus voltage value in the post-fault cases ranges from 0.95 pu to 1.05 pu for buses in the 500 kV network or from 0.93 to 1.07 for the 132 kV network, the bus does not tend to have voltage problems.



Otherwise, the bus requires reactive power compensation to improve the voltage conditions. On the other hand, the QV curve slope determines the increment ratio of reactive power injection with respect to voltage. If this ratio is high, it could be a problem since high compensation sizing would be required to achieve small changes in the voltage level, which depending on the compensation device, is not always physically possible.

4.4 Results

Figs. 5, 6, and 7 show the QV curves for the alternatives A0, A1, and A2, respectively, exposing only the buses in different generation and fault location scenarios whose voltage is lower than 0.95 pu for 500 kV buses or 0.93 for 132 kV buses when the reactive power consumed/injected is 0. Neither of the analyzed cases presented a base voltage above 1.05 pu.

For the case of the curves shown for alternative A0, voltage problems occur in bus 500-B7 for two specific fault locations: A3 and E3. The base voltages of all the scenarios are slightly lower than 0.95 pu, meaning that they require low reactive compensation. However, the slope of the curve reveals that faults in location A are more problematic than faults in location E, requiring more reactive compensation than the other case to maintain the same voltage level.

In the curves shown for alternative A1, bus 500-B3 presents voltage problems in the 3G generation scenario for three-phase faults in A and D, similar to those in scenario A0. Nevertheless, the attention is on the single-phase fault with successful reclosing at location F in the higher generation scenario (3G-RT). The 132-kV buses 132-B4, 132-B5, and 132-B6 show a different problem: they have a low slope but require more reactive power (from 200 to 600 MVar) to have an operating point between an acceptable voltage range.

In alternative A2, the same group of 132 kV buses reported similar voltage problems when evaluating the 3G-RT scenario for single-phase faults with successful reclosing in locations H and G. When the fault is assessed on location H, the required compensation ranges from 270 to 550 MVar. In contrast, location G varies from 145 to almost 500 MVar. Also, bus 500-B7 presented voltage problems similar to the ones reported in A0: base voltage close to 0.95 and high slope.

Fig. 8 shows a results diagram detailing each case with voltage problems in the three alternatives according to the generation scenario, fault type, and location. It also includes the minimum reactive power compensation required to have a voltage value between acceptable ranges depending on whether the bus is on the 500 kV or 132 kV network and the required compensation to reach a 1.00 pu voltage.

The results show that each alternative has localized and common areas where voltage problems occur in different fault and generation scenarios. In the case of

alternative A0, the issues are in bus 500-B7. While in alternatives A1 and A2, the problems mainly occur in the 132 kV buses: 132-B4, 132-B5, and 132-B6.

Also, in terms of the need for reactive power compensation, the post-fault scenarios with the highest generation after a single-phase fault with successful reclosing in the 500-B3 to 500-B7 corridor are more problematic than three-phase fault scenarios. For each of the reported 132 kV buses with voltage problems for these cases, the base voltage values are lower than 0.93 pu and require almost 150 MVar to 345 MVar of compensation to have acceptable voltage levels. It is worth noting that in both planning alternatives, bus 132-B5 requires more compensation than the other 132 kV buses.

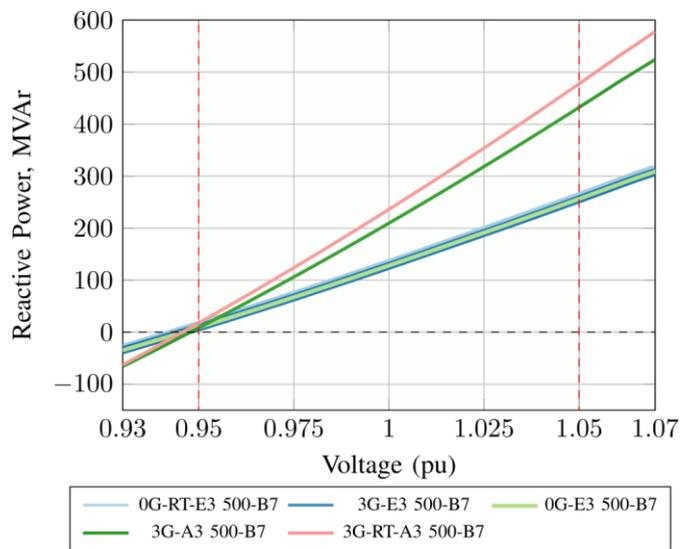


Figure 5: QV curves for buses in Alternative A0

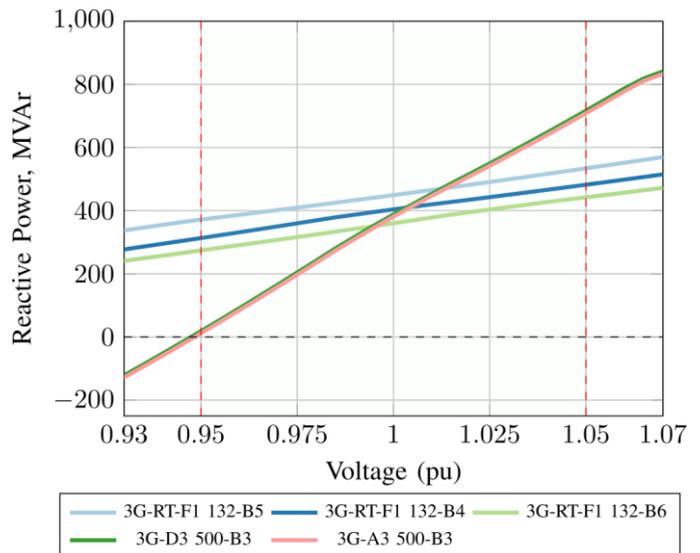


Figure 6: QV curves for buses in Alternative A1



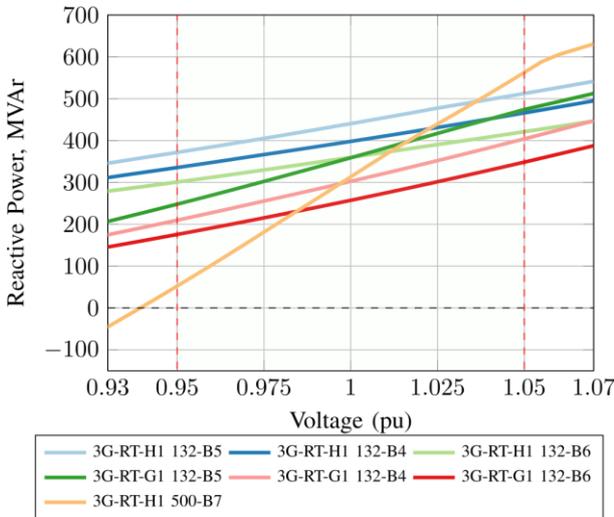


Figure 7: QV curves for buses in Alternative A2

Generation Scenario	Fault Type and Location	Affected Buses	Min MVar Required	MVar Required for V=1.00 pu	
A0	3G-RT → A3	500-B7	17.74 MVar	236.2 MVar	
	0G-RT → E3	500-B7	12.03 MVar	131.0 MVar	
	0G → E3	500-B7	9.34 MVar	128.2 MVar	
	3G	→ E3	500-B7	9.13 MVar	127.6 MVar
		→ A3	500-B7	8.28 MVar	209.5 MVar
A1	3G-RT → F1	132-B4	277.2 MVar	404.2 MVar	
		132-B5	337.3 MVar	449.3 MVar	
		132-B6	241.3 MVar	360.2 MVar	
	3G	→ D3	500-B3	18.60 MVar	388.1 MVar
		→ A3	500-B3	11.94 MVar	381.1 MVar
A2	3G-RT → H1	500-B7	52.39 MVar	313.3 MVar	
		132-B4	311.5 MVar	398.0 MVar	
		132-B5	345.7 MVar	440.5 MVar	
		132-B6	279.0 MVar	360.0 MVar	
	3G-RT → G1	132-B4	174.9 MVar	302.6 MVar	
		132-B5	206.7 MVar	358.9 MVar	
		132-B6	145.7 MVar	257.2 MVar	

Figure 8: Summary of reported scenarios with voltage problems

6. CONCLUSION

This paper assessed the QV curves using the post-fault network operation points obtained from dynamic simulations under different generation and fault scenarios. The results identified zones prone to voltage instability and the approximate amount of reactive compensation necessary to solve the problem in the Patagonian HV network under different planning alternatives.

Three planning alternatives for the year 2024 were evaluated. The QV curves of each of these alternatives showed a certain similarity, identifying the 500 kV area of Santa Cruz Norte (500-B7) and part of its extension at 132 kV (buses 132-B4, 132-B5, and 132 -B6) as areas prone to voltage instability.

In the cases studied, a pattern was noted for the two

types of faults analyzed. The QV curves for scenarios where three-phase faults were evaluated generally showed base voltage values close to the lower allowable limit with a high slope. On the contrary, single-phase faults with successful reclosing for alternatives A1 and A2 showed the need for more significant reactive compensation than three-phase fault scenarios to achieve an operating point in an acceptable range.

It is not possible to define a specific amount of reactive compensation that works for all the post-fault scenarios evaluated in the three planning alternatives. However, it was demonstrated that QV curves could give an insight into a range of possible values, which would depend on the evaluated case.

7. FUTURE WORK AND RECOMMENDATIONS

The proposed methodology can be extended to analyze other transmission systems. Nevertheless, it is important to remember that each network has its own characteristics, and the results obtained in this study cannot be extrapolated to other similar networks.

By identifying the location of the most vulnerable areas to voltage instability and the approximate necessary size of the reactive compensation needed, it is now possible to assess the type of element that will have such work.

Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS), specifically the Static Synchronous Compensator (STATCOM), are gaining a good reputation worldwide for solving voltage instability problems. STATCOM devices can improve the power transfer, support the network under critical conditions better than shunt capacitors, and do not depend on the voltage level of the point of connection to inject/consume reactive power with a fast response. With the employment of this kind of element, the effects of faults on the voltage levels can be mitigated, ensuring better reliability.

Future research aims to evaluate the use of STATCOM on the Patagonian Network through dynamic simulations. The WECC-validated generic model SVSMO3 and the simplified CSTCNT models can be employed for such labor in PSS/E.

8. REFERENCES

- [1] R. Kyomugisha, C. M. Muriithi, and M. Edimu, "Voltage stability enhancement of the Uganda power system network," in 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2021, 2021, pp. 1–5.
- [2] S. Opana, J. K. Charles, and A. Nabaala, "STATCOM Application for Grid Dynamic Voltage Regulation: A Kenyan Case Study," 2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2020, 2020.



- [3] P. Chawla and B. Singh, "Voltage Stability Assessment and Enhancement Using STATCOM - A Case Study," *Eng. Technol. Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 7, no. 12, p. 148, 2013.
- [4] CIGRE, *CIGRE Green Books: Flexible AC Transmission Systems: FACTS*, 1st ed. Springer International Publishing, 2020.
- [5] J. Park, S. Yeo, and J. Choi, "Development of ± 400 Mvar World Largest MMC STATCOM," in 2018 21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2018, pp. 2060–2063.
- [6] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation using Modal Analysis," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 12, no. 11, p. 41, 1992.
- [7] F. Ruiz-Tipan, C. Barrera-Singana, and A. Valenzuela, "Reactive power compensation using power flow sensitivity analysis and QV curves," in 2020 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2020, 2020.
- [8] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. 2008.
- [9] C. W. Taylor, N. J. Balu, and D. Maratukulam, *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [10] X. Liang, H. Chai, and J. Ravishankar, "Analytical Methods of Voltage Stability in Renewable Dominated Power Systems: A Review," *Electricity*, vol. 3, no. 1, pp. 75–107, 2022.
- [11] B. H. Chowdhury and C. W. Taylor, "Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1354–1359, 2000.
- [12] A. Rijesh and S. Chakraborty, "Performance analysis of smart device: STATCOM for grid application," in 2017 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp), 2017, pp. 1–5.
- [13] N. Manjul and M. S. Rawat, "PV/QV Curve based Optimal Placement of Static Var System in Power Network using DigSilent Power Factory," in 2018 IEEE 8th Power India International Conference (PIICON), 2018.
- [14] R. Kumar, A. Mittal, N. Sharma, I. V. Duggal, and A. Kumar, "PV and QV Curve Analysis Using Series and Shunt Compensation," in 2020 IEEE 9th Power India International Conference (PIICON), 2020.
- [15] M. Khaled and A. O. A. Elsayed, "Voltage Profile Enhancement in Middle District of Sudan Electric Grid Using Neplan Software," in 2019 International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEE), 2019, pp. 1–6.
- [16] J. E. Sarmiento et al., "Finding unstable operating points via one-dimensional manifolds," 2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019, 2019.
- [17] V. N. Sewdien, R. Preece, J. L. R. Torres, and M. A. M. M. Van Der Meijden, "Evaluation of PV and QV based voltage stability analyses in converter dominated power systems," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2018-October, pp. 161–165, 2018.
- [18] T. Van Cutsem et al., "IEEE PES Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment Technical Report," 2015.
- [19] Y. Lou, Z. Ou, Z. Tong, W. Tang, Z. Li, and K. Yang, "Static Voltage Stability Evaluation on the Urban Power System by Continuation Power Flow," in 2022 5th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE), 2022, pp. 833–838.
- [20] TRANSENER S.A, "Guía de Referencia del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión 2022-2029," 2021.



Orlando Pereira Guzmán. - Nació en San José, Costa Rica en 1994. Recibió su título de Bachillerato y Licenciatura en la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica en 2017 y 2020, respectivamente. Actualmente es becario del DAAD en el programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Sus campos de investigación se relacionan con el modelado y simulación de Redes de Transmisión y Distribución y la incorporación de tecnologías emergentes en las mismas.



Rodolfo Edgar Rosés. - nació en San Juan, Argentina en 1960. Se graduó como Ingeniero Electricista y Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan. Su experiencia incluye el análisis de funcionamiento de Sistema Eléctricos, Operación en Tiempo Real, Restauración de Cargas, desarrollo de Software e implementación de metodologías para operación de Sistemas Eléctrico en Centros de Control con Sistemas SCADA. Es Docente-Investigador en el Instituto de Energía Eléctrica de la U. N. de San Juan desde 1986 y dicta cursos de grado, postgrado y capacitación profesional.



María del Carmen Giménez. -
Ingeniera Electromecánica, 1989 –
Universidad Nacional de San Juan,
Argentina. Investigador, Profesor y
Consultor en Sistemas Eléctricos.
Profesor en el área de posgrado para
las carreras de Doctorado y
Maestría en Ingeniería Eléctrica.

Codirección de Becarios de la carrera de Maestría en el
área de los Sistemas de Potencia y empleo de nuevas
tecnologías (Líneas de Corriente Continua, STATCOMs
y Energías Renovables). Dirección, Codirección y
participante en Proyectos de Transferencia Tecnológica
en el área de Análisis de Funcionamiento de Sistemas
Eléctricos. Especialidad: Análisis de Funcionamiento de
Sistemas de Potencia. Análisis de Contingencias,
Análisis de Estabilidad de Tensión, Transitoria y de
Pequeñas Señales. Especialista en modelación Dinámica
de Sistemas Eléctricos.

Economic Dispatch of Energy Systems in Multiple Areas using Network Flow Programming

Despacho Económico de Sistemas de Energía en Áreas múltiples Usando Programación de Flujo de Red

 O.S. Vargas¹

 L.F. Tipán¹

¹Universidad Politecnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: ovargasr@est.ups.edu.ec; ltipanl@ups.edu.ec

Abstract

Electricity demand is dynamic in time, aspect for which its supply should be a primary task, which is why the economic dispatch (DE) seeks to determine the amount of energy to be delivered by all generators in the most profitable way and which in turn, they meet a variety of physical and operational constraints in a single area system. However, in general, generators are segregated into a series of generation areas interconnected by link lines. Multi-area economic dispatch (DEM) is an escalation of single-area economic dispatch. In this sense, the present work develops an optimization model that will be solved through GAMS and determines, through DEM, the level of generation and energy exchange between areas to minimize the cost in all regions while complying with the restriction's energy balance, reserve restrictions, power ramp up and down ramp restrictions for each generator, and link capacity restrictions between the different areas.

Index terms— Renewable energy sources, Optimal scheduling, Power generation economics, regional area networks, Power generation dispatch and Energy resources.

Resumen

La demanda eléctrica es dinámica en el tiempo aspecto por el cual su abastecimiento debe ser una tarea primordial, razón por la cual el despacho económico (DE) busca determinar la cantidad de energía a ser entregada por todos los generadores de la manera más rentable y que a su vez cumplen una variedad de restricciones físicas y operativas en un sistema de área única. Sin embargo y por generalidad, los generadores se segregan en una serie de áreas de generación interconectadas por líneas de enlace. El despacho económico multi-área (DEM) es una escalada del despacho económico de una sola área. En este sentido, el presente trabajo desarrolla un modelo de optimización que será resuelto mediante GAMS y determina, través de DEM, el nivel de generación y el intercambio de energía entre áreas para minimizar el costo en todas las regiones al mismo tiempo cumpliendo con las restricciones de equilibrio de energía, restricciones de reserva, restricciones de rampas de subida y bajada de potencia de cada generador y restricciones de capacidad del enlace entre las distintas áreas.

Palabras clave— Fuentes de energía renovable, Despacho óptima, Economía de generación de energía, Redes de área regional, Despacho de generación de energía y Recursos energéticos.

Recibido: 11-10-2022, Aprobado tras revisión: 12-01-2023

Forma sugerida de citación: Vargas, O.; Tipán, L. (2023). "Despacho Económico de Sistemas de Energía en Áreas Múltiples Usando Programación de Flujo de Red". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 42-57

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.540>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Durante la última década a nivel mundial se ha mostrado gran interés a la implementación de generadores que usan recursos de energía renovable, todo esto para garantizar la seguridad en el abastecimiento y brindar a través de este tipo de tecnologías una nueva visión en los sistemas eléctricos enfocada principalmente a la reducción de costos y la minimización en las preocupaciones ambientales globales, para el efecto se toma en cuenta la optimización de los recursos energéticos ubicados en diversas regiones o áreas [1],[2].

Bajo este contexto el despacho económico obtiene la combinación óptima de la selección de unidades de generación y además determinan la entrega de potencia en cada hora de generadores seleccionados en una sola área para satisfacer la carga en esa área, pero en realidad, la mayoría de los sistemas eléctricos tienen varias áreas con diferentes patrones de carga y generación [3]. Por lo tanto, este despacho toma gran relevancia y ha sido introducido para resolver el problema de despacho económico en un entorno de múltiples zonas considerando todas las restricciones de los enlaces y observando patrones de carga y generación diversas para diferentes áreas a ser evaluadas [4] - [6].

Este tipo de despacho busca la entrega de energía de múltiples áreas. Por lo tanto, es importante desarrollar modelos de compensación de mercados que aseguren una operación segura y económicamente eficiente de cada sistema regional o nacional y del sistema interconectado en su conjunto a pesar de las incertidumbres [7] - [9].

El despacho económico de múltiples áreas (DEMA) es una escalada del despacho de una sola región. EL DEMA busca el nivel de generación y el intercambio de energía entre áreas para minimizar el costo en todas las regiones al mismo tiempo cumpliendo con las restricciones de equilibrio de energía, límites capacidad de línea de enlace; este proceso se ilustra en la Fig. 1.[10].

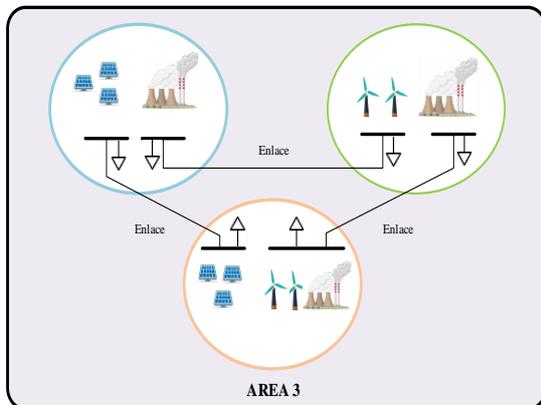


Figura 1: Despacho Económico de Áreas Múltiples [autor]

Según [11], se han considerado enfoques deterministas, heurísticos e híbridos para el despacho

económico estático de múltiples áreas (DEMA) formulado en funciones de costo cuadráticas. El método determinista incluye Programación de flujo de Newton restringido no lineal (NLCNFP) [2]. Los métodos heurísticos son Programación evolutiva (EP), Colonia de abejas artificial (ABC), Sistema inmunológico artificial (AIS) y Método secante (SM). En [12], la Optimización Mejorada del Enjambre de Partículas (EPSO) se aplica al DEMA con emisiones, por primera vez.

2. MARCO TEÓRICO

A continuación, describimos las definiciones para comprender de mejor manera este trabajo:

2.1. Abastecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica.

El proceso de planeación se basa en la proyección de la demanda para no producir un déficit de generación y que exista la posibilidad de comercializar los excedentes en la producción para que los costos de inversión sean óptimos en el despacho económico [14].

La demanda crece súbitamente ante la integración de nuevas industrias o usuarios de carga importante por eso es esencial realizar un pronóstico de carga para el plazo correspondiente de estudio lo que permitirá calcular inversiones, tarifas, presupuestos y estudio de pérdidas [15], el abastecimiento de la demanda, como se muestra en la Fig. 2., constituye una cadena de estudios que permitirán brindar a los usuarios finales tener un servicio de energía eléctrica confiable, seguro y económicamente favorable [16].

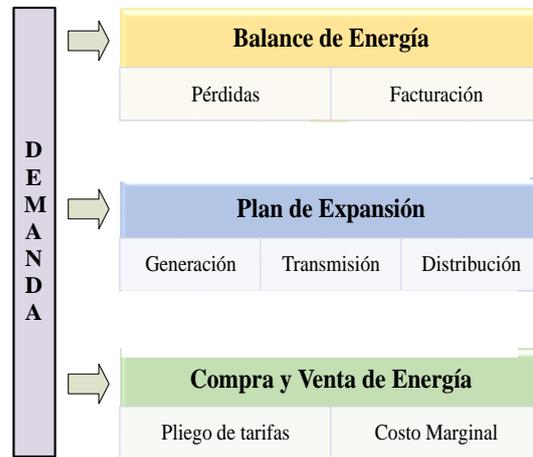


Figura 2: La Demanda en la Planificación

2.2. Planificación de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia

Actualmente en los sistemas interconectados, los operadores con el trabajo conjunto de las distintas disciplinas, que se muestran en la Fig. 3., realizan una planificación de operación en base a herramientas de coordinación y optimización para el estudio de redes

eléctricas que de forma periódica permiten predecir el comportamiento del sistema y así poder facilitar las labores de planeación y reducir los costos con los que producen [17], [18].

La planeación del sistema en operación se fundamenta en el comportamiento progresivo y dinámico de la demanda de suministro eléctrico y la dependencia directa con la capacidad e infraestructura de las unidades de generación provenientes de las diferentes fuentes de energía, cuya optimización resulta en un suministro de energía seguro, confiable y equilibrado económicamente. Frente a estas condiciones el sistema de energía debe tener la capacidad de cambiar su estructura para satisfacer a la carga [19], y mitigar o controlar riesgos, tales como:

- Disponibilidad de los recursos: combustibles, condiciones climáticas, etc.
- Crecimiento y ubicación de la demanda.
- Tecnología, capacidad y ubicación de las unidades de generación.
- Extensión y capacidad de las líneas de transmisión.
- Evolución de los costos en cada una de las etapas del sistema de potencia.

Debido a los diversos riesgos que se somete el operador del sistema eléctrico, como se mencionó, se plantean medios de optimización para mitigar los efectos sobre los usuarios finales, en función de la condición de riesgo, las acciones y el plazo de gestión que se describen posteriormente [20].

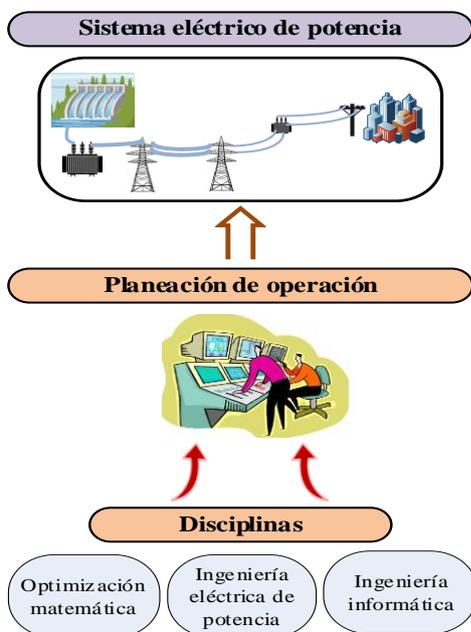


Figura 2: Disciplinas en la Planeación de Operación

2.2.1 Planeación de operación de corto plazo

La planeación es un estudio continuo para establecer modelos pertinentes de optimización matemática que

deben tomar en consideración las restricciones del sistema, considerar los posibles eventos ajenos y las propias limitaciones de operación; este proceso de planeación considera un despacho que se realiza hora a hora en un horizonte que se extiende a un periodo de días y varios casos hasta pocas semanas con el objetivo de abastecer la demanda proyectada en ese mínimo plazo con las unidades de generación que óptimamente ingresen a operar, y a pesar de que el tiempo es corto pueden existir picos imprevistos de demanda por lo que es indispensable también contar con un tanto de reserva de energía, todo este proceso se denomina predespacho [17], [21].

2.2.2 Planeación a mediano plazo

De la misma forma este análisis requiere de herramientas computacionales para considerar todas las directrices del sistema interconectado de potencia y articular la planeación con la de corto plazo, se parte de una planeación de meses hasta pocos años debido a que se incluyen las variaciones importantes de los recursos energéticos de un año a otro, como por ejemplo: si el despacho de una central es por este motivo que en el medio plazo se focaliza principalmente en la optimizar los recursos de energía considerando condiciones de generación y factores ambientales [7]. Para el estudio en mediano plazo se considera los siguientes lineamientos [22]:

- Parámetros e información recopilada de la planeación de largo plazo.
- Pronóstico de la demanda para el periodo de estudio.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Tecnología y recursos disponibles de los generadores.

2.2.3 Planeación de largo plazo

Los estudios de planeación de operación se realizan en su mayoría en el corto plazo en lo que respecta al despacho, sin embargo, la incorporación de nuevas tecnologías (generación distribuida, vehículos eléctricos, sistemas híbridos, etc.) y el crecimiento continuo de la demanda, los estudios se van adaptando a nuevos plazos y se programan nuevas situaciones de despacho; el corto plazo da una respuesta de velocidad baja y altos costos cuando por situaciones desfavorables deben ingresar unidades térmicas, pero cuando la planeación a corto plazo y la acción en tiempo real se basan y se ajustan en el análisis del mediano y largo plazo la respuestas mejoran [24], [25]. Se considera una planeación de horizonte mayor a cinco años como de largo plazo y tiene como enfoque conservar la confiabilidad y seguridad del sistema de potencia, optimizando costos de operación y mantenimiento, a través de este proceso obtener información que le permita al sistema establecer el costo de la energía eléctrica considerando precios de los combustibles y parámetros del sistema [26], [27].

Entonces el enfoque de la planificación de la generación a largo plazo es:

- Abastecer a la demanda pronosticada en función de la capacidad instalada de generación en un largo plazo.
- Analizar todos los costos en el periodo determinado.
- Evaluar el desempeño del sistema frente a la incorporación de nuevas unidades de generación y a la instalada.

2.3. Sistema Eléctrico Interconectado de Múltiples Áreas

El despacho económico debe abastecer a la demanda cumpliendo parámetros de operación y minimizando costos, técnicamente el despacho económico de carga debe determinar qué suma de potencia entregará cada unidad de generación de acuerdo con su capacidad en un tiempo determinado, que en este caso es de un solo día. Un despacho aprovecha los parámetros y características de las unidades, desde los costos propios de operación, ubicación geográfica disponibilidad, etc.; como también debe considerar las restricciones como pérdidas, limitaciones técnicas, seguridad del sistema, calidad, restricciones ambientales, límites de cargabilidad de las líneas y demás elementos del sistema [28], [29].

Proporcionar energía eléctrica sin interrupciones al usuario final del sistema de potencia es un desafío día a día para los operadores, por lo que es necesaria la integración de sistemas eléctricos ubicados en distintas áreas (nacionales o regionales) para que por una parte se promueva el mercado eléctrico en energía que produce y la reserva y por otra coordinar a las unidades de generación para asignar sus recursos y reserva óptimamente a su carga e intercambiar energía entre sistemas de diferente área geográfica [30], [31].

2.3.1 Sistema eléctrico interconectado de múltiples áreas

La integración de un sistema a gran escala de múltiples áreas significa la necesidad de coordinar un plan de expansión en generación y transmisión para gestionar un intercambio en base a distintas limitaciones descentralizadas, dirigir al área de distribución y posteriormente directo a la demanda por medio de un despacho coordinado [32][33]. En un sistema eléctrico interconectado de áreas se considera la creciente incorporación de generación distribuida y energías renovables de forma estocástica donde se requiere de la coordinación programada de los sistemas con los subsistemas de la región para alcanzar niveles adecuados de eficiencia y confiabilidad [34], [35].

Los sistemas interconectados de múltiples áreas consisten en sistemas de diferentes regiones geográficas y administraciones que se clasifican en función de la manera en que operan, y pueden ser de:

a. Operación cooperativa: consiste en la participación de los operadores para conseguir un fin común como, por ejemplo, minimizar los costos totales de operación en todas las áreas involucradas, tema que trata el presente artículo basado en la cooperación de áreas múltiples de sistemas de energía. Este tipo de programación permite el intercambio de energía interregional mejorando óptimamente la economía conjunta.

b. Operación no cooperativa: cuando los operadores de los sistemas ubicados en las distintas áreas geográficas emiten disposiciones de forma independiente en función a sus objetivos individuales, el funcionamiento multi área es un juego que no trabaja en conjunto y debe analizarse por medio de teoría de juegos en base a distintos enfoques.

En base a lo descrito y en función al estudio realizado en [13], se determina que la coordinación de sistemas regionales interconectados requiere de condiciones particulares como disponer de información centralizada sin límite de datos para procedimientos y administración, de esta forma cumplir con funciones como flujos óptimos de potencia, despacho económico, gestión de la reserva de energía, optimización recursos energéticos, planificación regional, etc. [36].

2.3.2 Despacho económico de múltiples áreas en corto plazo

La integración de sistemas interconectados ubicados en distintas regiones permite que los sistemas eléctricos de potencia sean de gran escala, para este modelo de operación es conveniente aplicar un despacho económico dinámico a corto plazo que permite la mejora de la eficiencia y economía, además la seguridad en la operación del sistema de energía; estos beneficios se deben a la participación de los subsistemas en el intercambio de las reservas de capacidad para salvaguardar cada uno de los mismos sistemas en caso de la existencia de alguna falla en los equipos, y permitir además la penetración de las diferentes tecnologías de generación en el despacho dinámico de áreas interconectadas para cumplir con una misma función objetivo ya sea en optimizar costos, reservas, recursos, etc. [37], [38].

El despacho dinámico de múltiples áreas se enfoca en la incorporación de todas las formas de energía, pero actualmente el crecimiento de la producción de energía renovable debido a su leve impacto ambiental y demás beneficios ha incrementado su aditamento al momento del despacho en las diferentes áreas, así se visualiza en el presente estudio donde este tipo de producción de energía demuestra que es un complemento en las variadas áreas que el respectivo despacho dinámico emplea para optimizar el sistema regional [39], permitir una mayor penetración de la energía más útil y, otro mérito, promover el intercambio de la reserva entre áreas para



cubrir la inconsistencia de ciertos sistemas eléctricos y de la demanda [10].

Basado en los requerimientos de la carga en un plazo de días se definen los participantes necesarios para cubrir la respuesta de la demanda, es decir determina el despacho horario de potencia de cada sistema de cada área minimizando los costos de operación. Las consideraciones para el desarrollo son:

- Curva de carga inelástica.
- No se considera las pérdidas del sistema de transmisión, el modelo engloba los costos de cada área.
- Se plantean funciones de costo de suministro de los mecanismos de generación.
- La actividad o inactividad de las unidades son limitaciones que no están consideradas.
- En el modelo incluye diferentes tipos de energía para visualizar su influencia en los costos

3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

En el siguiente apartado se desarrolla un modelo de optimización que permite determinar el despacho de las unidades de generación tomando en consideración las áreas múltiples para minimizar los costos de operación, este modelo se desarrollará en GAMS y permite definir la potencia horaria de las unidades generadoras que se encuentran ubicadas en diferentes áreas del sistema eléctrico, considerando las restricciones de la capacidad del vínculo entre las áreas modeladas, permitiendo evaluar el desplazamiento de la generación no económica o ineficiente, y puede ser extrapolado para incluir condiciones adicionales.

3.1. Consideraciones Generales

El modelo de optimización tiene por finalidad lo siguiente:

- Abastecer la demanda eléctrica de cada una de las áreas para múltiples períodos de tiempo.
- Establecer el valor real de la energía horaria entregada por cada generador ubicada en cada área.
- Evaluar de manera técnica y económica los costos de abastecimiento de la demanda considerando las diversas áreas y el despacho de cada tipo de generadores ubicados en cada una de las áreas.

Para el presente estudio se considera un sistema energético dividido en tres áreas, cada área tiene sus propios generadores y además debe ser abastecida su demanda por un período de 24 horas.

Bajo este contexto, el estudio toma en cuenta diferentes tipos de tecnologías para la producción de energía y el abastecimiento en cada una de las áreas, entre los principales tipos se encuentran generación eólica, fotovoltaica y térmica, adicional, las áreas se encuentran

interconectadas, por tanto, el modelo de optimización efectuará el despacho a fin de minimizar los costos operativos globales.

3.2. Formulación Matemática

El modelo matemático considera una optimización dinámica mediante flujos de red, el cual está compuesto por una función objetivo y las restricciones, cuyo detalle se presenta a continuación.

3.2.1 Función objetivo

La función objetivo corresponde a la minimización de costos operativos de los generadores ubicados en las distintas áreas. La función objetivo corresponde a una función de tipo cuadrático para los generadores térmicos, la cual representa los costos variables de producción, adicional se incorpora en la función objetivo a los costos resultado de la producción de energía de los generadores que usan energía renovable no convencional, cuya formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$FO = \left[\sum_t^T \sum_{i=1}^I a \cdot P_{(i,t)}^2 + b \cdot P_{(i,t)} + c \right] + \left[\sum_t^T \sum_{w=1}^W P_{(w,t)} \cdot \text{Precio}_w \right] + \left[\sum_t^T \sum_{r=1}^R P_{(r,t)} \cdot \text{Precio}_r \right] \quad (1)$$

Donde:

t	Hora
T	Período de horas de análisis
i	Generador térmico i
I	Cantidad de generadores térmicos
$P_{(i,t)}$	Potencia del generador i en el período t
a	Coefficiente de forma de la función cuadrática de costos de cada generador i
b	Coefficiente de desplazamiento de la función cuadrática de costos de cada generador i
c	Coefficiente de corte de la función cuadrática de costos de cada generador i
w	Generador eólico w
W	Cantidad de generadores eólicos
r	Generador fotovoltaico r
R	Cantidad de generadores fotovoltaicos
$P_{(w,t)}$	Potencia del generador w en el período t
$P_{(r,t)}$	Potencia del generador r en el período t



Precio_w Precio de venta de energía del generador w

Precio_r Precio de venta de energía del generador r

3.2.2 Restricción para toma y entrega de energía

Esta restricción permite que cada generador del tipo térmico pueda ceder o disminuir la energía generada en cada hora, considerando para el efecto las condiciones técnicas propias de la máquina, es decir que estas restricciones evalúan el cambio en la salida de la potencia horaria de un generador en un tiempo relativamente breve, la formulación matemática es la siguiente:

$$P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq RUP_i \quad (2)$$

$$P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq RD_i \quad (3)$$

Donde:

P_(i,t) Potencia del generador i en el período t

P_(i,t-1) Potencia del generador i en el período t-1

RUP_i Rampa de subida del generador i

RD_i Rampa de bajada del generador i

3.2.3 Restricción para balance en el abastecimiento de la demanda

Esta restricción permite realizar el balance energético entre la producción de energía y la demanda en cada período de tiempo por cada una de las áreas considerando además los flujos de intercambio entre las distintas áreas analizadas.

$$\sum_{i \in Area(A)} P_{(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{(r,t)} = D_{(t,area)} + F_{(t,area)} \quad (4)$$

Donde:

P_(w,t) Potencia del generador w en el período t

P_(r,t) Potencia del generador r en el período t

P_(i,t) Potencia del generador i en el período t

D_(t,area) Demanda de cada área para cada período t

F_(t,area) Flujo que es transferido a cada área en cada período t

3.2.4 Restricción para la reserva rodante

La reserva rodante de cada área debe mantenerse a fin

de que el sistema de generación pueda soportar las variaciones de la demanda, cuya restricción es descrita a continuación:

$$\sum_{i \in Area(A)} P_{max(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{max(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{max(r,t)} = D_{(t,area)} * (1 + \%Rv_{area}) \quad (5)$$

Donde

P_{max(w,t)} Potencia máxima del generador w en el período t

P_{max(r,t)} Potencia máxima del generador r en el período t

P_{max(i,t)} Potencia máxima del generador i en el período t

D_(t,area) Demanda de cada área para cada período t

%Rv_{area} Porcentaje de reserva en cada área

3.2.5 Restricción para límites de potencia de los generadores

Los generadores ubicados en cada área, mantienen restricciones operativas en relación a la potencia a ser entregada, en tal sentido, la siguiente restricción impone que la potencia despachada no supere los límites establecidos de forma constitutiva.

$$Pmin_{(i)} \leq P_{(i,t)} \leq Pmax_{(i)} \quad (6)$$

$$Pmin_{(w)} \leq P_{(w,t)} \leq Pmax_{(w)} \quad (7)$$

$$Pmin_{(r)} \leq P_{(r,t)} \leq Pmax_{(r)} \quad (8)$$

Donde:

P_(w,t) Potencia del generador w en el período t

P_(r,t) Potencia del generador r en el período t

P_(i,t) Potencia del generador i en el período t

Pmin_(i) Potencia mínima del generador i

Pmax_(i) Potencia máxima del generador i

Pmin_(w) Potencia mínima del generador w



$P_{max(w)}$ Potencia máxima del generador w

$P_{min(r)}$ Potencia mínima del generador r

$P_{max(r)}$ Potencia máxima del generador r

3.2.6 Restricción para la capacidad del intercambio de flujo entre áreas

Esta restricción garantiza que el modelo optimización considere los límites de capacidad del enlace, aspecto necesario para efectuar el balance entre áreas.

$$F_{(t,area)} \leq Lim_{max(area)} \quad (9)$$

$$F_{(t,area)} \geq Lim_{min(area)} \quad (10)$$

Donde:

$F_{(t,area)}$ Flujo que es transferido a cada área en cada período t

$Lim_{max(area)}$ Capacidad máxima del enlace entre cada área

$Lim_{min(area)}$ Capacidad mínima del enlace entre cada área

Estos límites de flujo están implementados en la función objetivo tal como se detalla en el apartado 3.2.3 en la ecuación 4.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

A fin de validar el modelo de optimización se usará el sistema eléctrico descrito en [40], el cual toma en las áreas a ser abastecidas, la cantidad de generadores a usar y la demanda en cada área, cuyos datos servirán de insumo para aplicar el modelo propuesto.

4.1. Parámetros

El sistema para usarse se compone en tres distintas áreas, las cuales tienen su propio sistema de generación que abastece la demanda horaria correspondiente. Para plantear el modelo se utiliza los siguientes datos de generación:

Tabla 1: Datos Técnicos del Sistema de Generación Térmico

	Pmín. (MW)	Pmáx. (MW)	RU (MW/h)	RD (MW/h)
g1	20	150	40	40
g2	40	200	80	80
g3	30	300	100	100

g4	30	350	120	120
g5	10	100	30	30
g6	20	250	40	40
g7	40	450	150	150
g8	50	130	50	50
g9	100	340	100	100
g10	40	130	60	60

Donde:

P_{min} Potencia mínima

P_{max} Potencia máxima

RU Rampa de subida

RD Rampa de bajada

g Generador

Tabla 2: Datos Técnicos del Sistema de Generación con Uso de Energía Renovable

	Pmín. (MW)	Pmáx. (MW)	Rampas (MW/h)
g11	0	250	Depende del recurso primario
g12	0	350	
g13	0	150	

Los generadores antes descritos están distribuidos en cada área a modelar y cuya asignación y tecnología se muestra en la tabla 3.

Tabla 3: Asignación del Sistema de Generación

	Área 1	Área 2	Área 3	Tecnología
g1	X			Térmico
g2	X			Térmico
g3	X			Térmico
g4	X			Térmico
g5		X		Térmico
g6		X		Térmico
g7		X		Térmico
g8			X	Térmico



g9			X	Térmico
g10			X	Térmico
g11	X			Eólico
g12			X	Eólico
g13		X		Fotovoltaico

Por otra parte, es necesario establecer los coeficientes de la función de costos para cada uno de los tipos de generadores, cuyos valores corresponden a los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4: Coeficientes de la Función de Costos para cada Generador

	a	b	c
g1	0.0056	17.87	601.75
g2	0.0079	21.62	480.29
g3	0.007	23.9	471.6
g4	0.0043	21.6	958.2
g5	0.0095	22.54	692.4
g6	0.009	19.58	455.6
g7	0.0063	21.05	1313.6
g8	0.0048	23.23	639.4
g9	0.0039	20.81	604.97
g10	0.0021	16.51	502.7
g11	0	6.03	0
g12	0	6.03	0
g13	0	5.31	0

Finalmente, como parámetro necesario se establece los límites de transferencia entre áreas, para el sistema a modelar se establecen los siguientes límites:

Tabla 5. Límites de Capacidad en las Áreas

	Cap. Max (MW)
Límite A1 - A2	100
Límite A2 - A3	500
Límite A1- A3	400

Tomando en cuenta la función objetivo y las restricciones relacionadas, se llega a señalar que el problema de optimización puede ser resuelto mediante la Programación no Lineal que por sus siglas en ingles se lo conoce como NLP, para el efecto se usará el optimizador GAMS (General Algebraic Modeling System).

4.2. Procedimiento de Resolución

El problema de optimización a ser resuelto consistirá en la adquisición de datos asociados a las características técnicas y económicas de los generadores, valores de la demanda horaria y capacidad de los enlaces, para proceder posteriormente a la modelación correspondiente tomando en cuenta las restricciones y función objetivo antes descritos.

Tabla 6: Algoritmo de Resolución

- Paso 1: Adquisición de datos técnicos de los generadores.
G= [G1, G2, G n]
- Paso 2: Determinación de la Demanda horaria
D= [Dem1, Dem2,.., Dem-24]
- Paso 3: Adquisición de los coeficientes de la función de costos de cada generador
Fo= A*X² + B*X + C
- Paso 4: Set valores de probabilidad de ocurrencia del recurso primario de los generadores con energías renovables.
- Paso 5: Set Capacidades máximas de transferencias interáreas y porcentajes de reserva en las áreas.
- Paso 6: Problema de Optimización
Set Condiciones iniciales
Set variables continuas

$$P_{(t,t)}, P_{(w,t)}, P_{(r,t)}$$

Función Objetivo

$$FO = \left[\sum_t \sum_{i=1}^I a \cdot P_{(i,t)}^2 + b \cdot P_{(i,t)} + c \right] + \left[\sum_t \sum_{w=1}^W P_{(w,t)} \cdot Precio_w \right] + \left[\sum_t \sum_{r=1}^R P_{(r,t)} \cdot Precio_r \right]$$

Set Restricciones de desigualdad



$$\begin{aligned}
 & P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq RUP_i \\
 & P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq RD_i \\
 & \sum_{i \in Area(A)} P_{(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{(w,t)} \\
 & + \sum_{r \in Area(A)} P_{(r,t)} = D_{(t,area)} + F_{(t,area)} \\
 & \sum_{i \in Area(A)} P_{max(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{max(w,t)} = \\
 & + \sum_{r \in Area(A)} P_{max(r,t)} = D_{(t,area)} * (1 + \%RV_{area}) \\
 & Pmin(t) \leq P_{(i,t)} \leq Pmax(t) \\
 & F_{(t,area)} \leq Lim_{max(area)} \\
 & F_{(t,area)} \geq Lim_{min(area)}
 \end{aligned}$$

Paso 7 *Análisis de resultados*

Paso 8 *Fin*

4.3. Caso de Estudio

Con el fin de poder verificar la utilidad del despacho entre áreas, se simularán dos casos, el primero en el cual las áreas funcionan de forma autónoma, es decir que las áreas no se encuentran interconectadas y que a través de su generación autoabastecen la demanda de cada área, sujetándose a las restricciones respectivas. Mientras que el segundo caso de estudio mostrará la interconexión entre áreas y los beneficios que brinda esta opción.

El proceso de resolución comenzará a través de la adquisición de datos asociados a: i) Características técnicas y económicas de los generadores en cada área; ii) la demanda horaria para un período de 24 horas a ser abastecida en cada área; iii) la probabilidad de ocurrencia del recurso primario para los generadores que usar energía renovable no convencional; y, iv) los parámetros de capacidad máxima de los enlaces de interconexión entre áreas, posteriormente se procede con la resolución del modelo de optimización.

Para los casos de estudio propuestos se mantendrá la demanda horaria de cada área, la cual corresponde a los valores que se muestran la Fig. 4.:

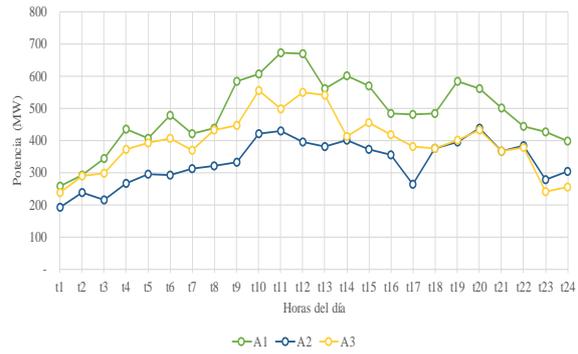


Figura 3: Demanda Horaria de Potencia por Cada Área

Como se denota de la Figura 3., existen tres curvas de demanda cuyos picos corresponden a 674 MW, 438 MW y 555 MW, correspondientes a las áreas 1, 2 y 3 respectivamente. Con el afán de poder observar la curva de demanda total del sistema, en la siguiente figura se muestra la demanda global de las tres áreas juntas.

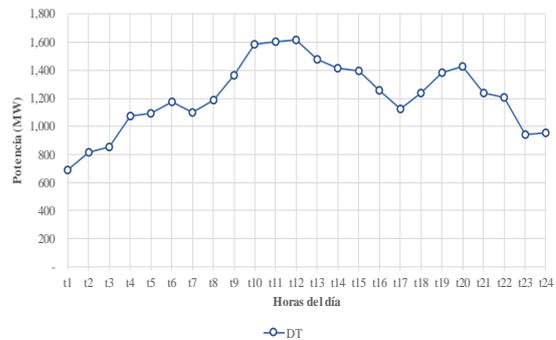


Figura 4: Demanda Total Horaria de Potencia

De la Figura 4 se muestra que la demanda de las áreas evaluadas de forma conjunta asciende a un valor máximo de 1615 MW, una demanda media de 1381 MW y una demanda mínima 687 MW, la cual será bastecida por los recursos de generación despachados.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados será efectuado por cada caso de estudio, evaluándose en un abastecimiento autónomo de cada área y posteriormente se analizará el último caso el cual se fundamenta en el abastecimiento entre las áreas modeladas.

5.1. Caso de Análisis para el Abastecimiento Autónomo

A través de la adquisición de los datos descritos anteriormente, tomando en cuenta que no existe interconexión entre áreas; y, al resolver el modelo de optimización propuesto, se obtiene el despacho horario de los generadores ubicados en cada área para abastecer su demanda, cumpliendo las restricciones de ámbito técnico, determinándose además el costo operativo del sistema para el período de 24 horas, dichos resultados se presentan en la Fig. 6.



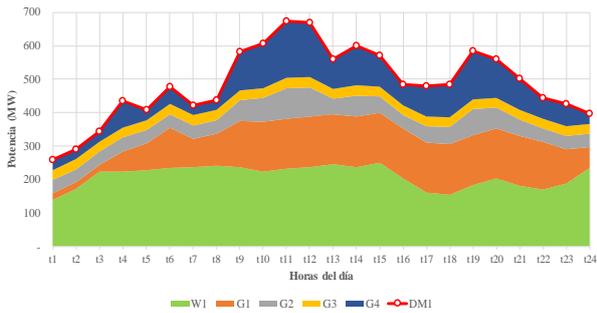


Figura 5: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda – Área 1

De la figura anterior, la cantidad de potencia horaria entregada por los generadores ubicados en el área 1 conllevan a abastecer la demanda horaria impuesta y además su capacidad máxima que permite mantener una reserva rodante. Adicionalmente el generador eólico (w1) es utilizado a su máxima capacidad para minimizar el costo operativo del sistema, reduciéndose el aporte de los demás generadores térmicos. De forma similar a la evaluación efectuada en el área 1, se procede a mostrar de manera gráfica el abastecimiento de la demanda del área 2.

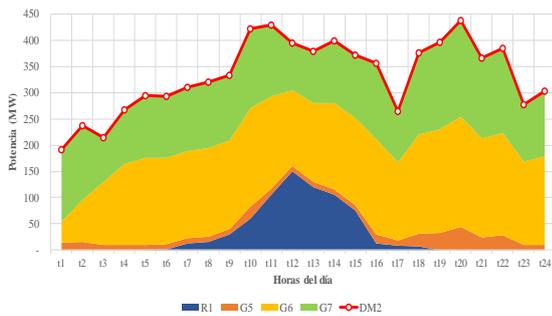


Figura 6: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda – Área 2

Como se aprecia en la Figura 6. a pesar de realizar el despacho del generador fotovoltaico (R1), este no es suficiente para el abastecimiento de la demanda, aspecto por el cual se requiere un despacho intensivo de generadores térmicos para el abastecimiento de la demanda del área 2. El despacho de generación para el área 3 se muestra en la siguiente figura.

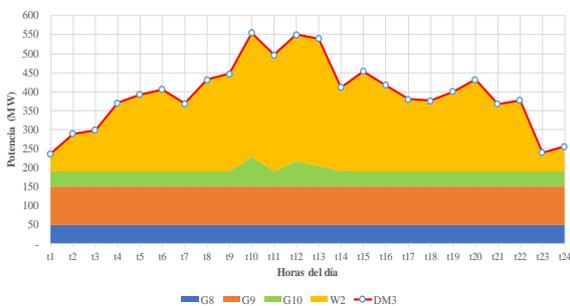


Figura 7: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda – Área 3

Como se observa de la Figura 7. gran parte de la demanda es abastecida energéticamente por el generador

eólico (w2), disminuyendo considerablemente la producción de los generadores térmicos ubicados en esa área. A fin de poder observar el abastecimiento global de las tres áreas que fueron abastecidas de manera independiente, se presenta la Fig. 9.

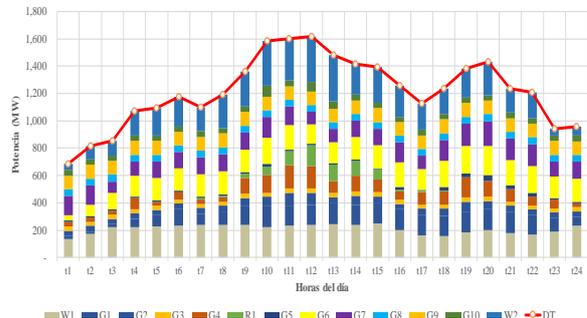


Figura 8: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda Total

Con el afán de observar el despacho por área agrupando los generadores que fueron despachados, se presenta la Fig. 10.

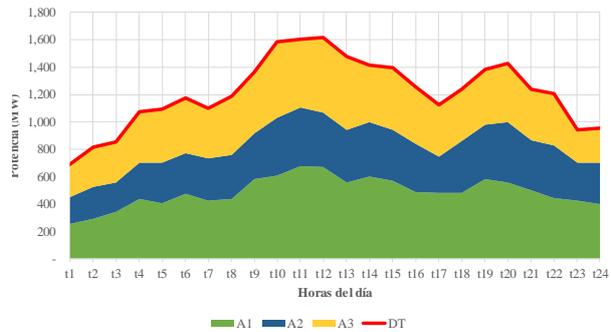


Figura 9: Despacho por cada Área para el Abastecimiento de la Demanda Total

De los resultados anteriores se concluye que los generadores despachados en cada área abastecen su demanda de forma autónoma, generándose además un costo operativo en cada área, el cual la demanda deberá asumir para su abastecimiento, los valores económicos se muestran a continuación.

Tabla 7: Costos Operativos– Despacho Autónomo

	Valor (USD)	Porcentaje
A1	229,711.88	37.19%
A2	220,433.98	35.69%
A3	167,541.79	27.12%
Costo Total	617,687.66	

De la tabla 7 se concluye que el mayor costo operativo lo asume el área uno que representa un 37.19% del valor total del costo operativo al unificar todas las áreas, mientras que el área tres es la que menos costo operativo implica con un 27,12% del valor total. El esquema gráfico se muestra en la Figura 10.



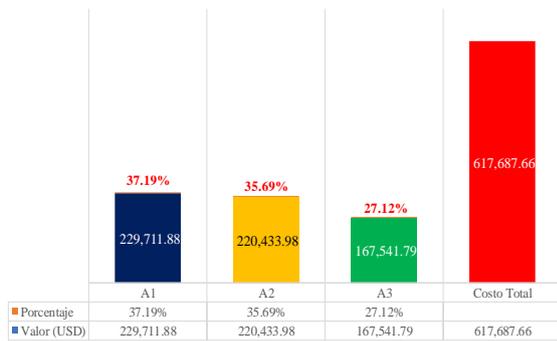


Figura 10: Costos Operativos de cada Área al Abastecerse de Forma Autónoma

5.2. Caso de Análisis Entre Áreas Interconectadas

El análisis de este caso de estudio permite validar los beneficios que se obtienen al interconectarse las áreas de los sistemas, se procede a verificar el despacho por cada una de las áreas considerando los límites de los enlaces entre las mismas. El despacho de los generadores ubicados en el Área 1 corresponde a la siguiente figura.

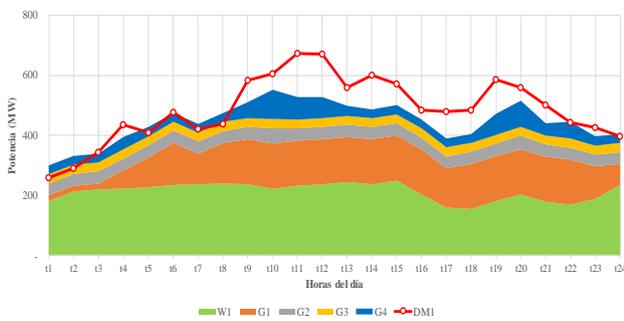


Figura 11: Despacho Horario para el Área 1

En la Figura 11. se señala que existe un desfase entre la generación y la demanda del área 1, lo cual ocurre ya que los déficits son cubiertos por flujos provenientes de las otras áreas, mientras que los excedentes corresponden a la energía que el área 1 cede a las otras áreas, permitiendo de esa forma reducir el costo operativo.



Figura 12: Intercambios de Flujos con Respecto al Área 1

El Área 1 intercambia horariamente su potencia, siendo los valores positivos la potencia que entrega a las Áreas 2 y 3, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 1 recibe desde las Áreas 2 y 3, dando como resultado en el balance

neto el valor equivalente a la diferencia entre generación y demanda en el Área 1. Los valores positivos de la Figura 12. corresponde a la potencia horaria entregada del Área 1 hacia las demás Áreas, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria tomada por el Área 1 desde las dos áreas restantes. Considerando el despacho de generación del Área 1 y el intercambio entre las áreas, se obtiene la siguiente ilustración.

De la Figura 13. se observa que los valores positivos conllevan al abastecimiento de la demanda del Área 1 mediante su propia generación o la energía proveniente de las demás Áreas; y, los excedentes por sobre la demanda es la potencia horaria que el Área 1 entrega a las demás Áreas, los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 1 entrega al Área 2 y 3 identificándose plenamente sus cantidades horarias.

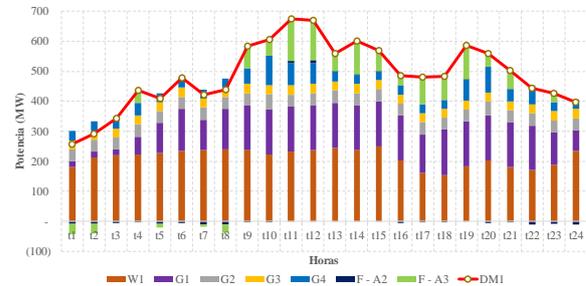


Figura 13: Despacho Horario con Intercambios de Flujos con Respecto al Área 1

En tal sentido, se denota que es la energía que intercambia está área con las otras es mucho menor que la que toma de las demás áreas, lo que producirá una variación en su costo operativo. Ahora se procede con el análisis referente al Área 2, en donde se muestran las potencias horarias del despacho considerando únicamente los generadores ubicados en el Área 2.

Como resultado del despacho se observa que los generadores ubicados en el área 2 tienen un despacho mínimo ya que gran parte de la demanda horaria es abastecida por las otras áreas, aspecto que es resultado de la optimización económica de los recursos al interconectarse las áreas modeladas. El abastecimiento de la demanda con la generación ubicada en el área 2 se muestra a continuación.

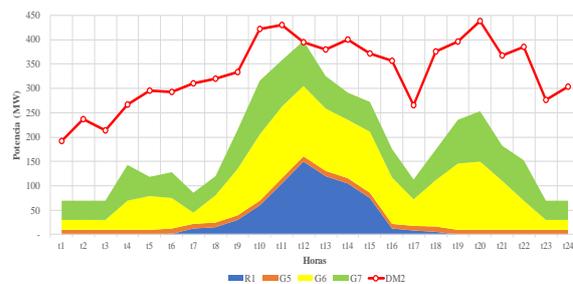


Figura 14: Despacho Horario para el Área 2

La Figura 14. muestra que la generación ubicada en



el área 2, no es despachada a su plena capacidad ya que dicha área toma energía de las áreas restantes, el Área 2 intercambia horariamente potencia para el abastecimiento de su demanda, siendo los valores positivos la potencia que entrega a las Áreas 1 y 3, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 2 recibe desde las Áreas 1 y 3, dando como resultado en el balance neto la diferencia entre generación y demanda en el Área 2. En la Figura siguiente se ilustra el intercambio de potencia horaria con respecto al Área 2.



Figura 15: Intercambios de Flujos con Respecto al Área 2

Para poder mostrar el abastecimiento de la demanda del Área 2, en la siguiente ilustración de la Figura 16. , se muestra la generación del área 2 y el flujo intercambiado con las áreas restantes es decir el Área 1 y el Área 3.

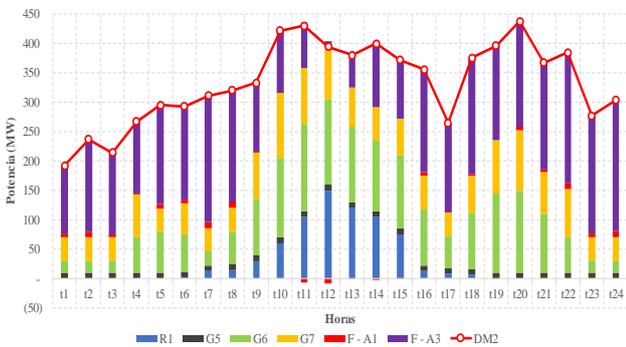


Figura 16: Despacho Horario con Intercambios de Flujos con Respecto al Área 2

En la Figura 16. se observa que los valores positivos corresponden a la potencia horaria de los generadores y de las áreas interconectadas, que permiten el abastecimiento de la demanda del Área 2; adicional existen excedentes mínimos que se intercambian a la hora 12, pero en general esta área importa la mayor parte de energía del Área 3 y en menor proporción del Área 2.

Para culminar el análisis por cada área, se procede a realizar la evaluación del Área 3, la cual se puede observar que está permite la optimización económica de los recursos energéticos, siendo el área exportadora de energía a nivel horario, aspecto que se muestra con los siguientes resultados e ilustraciones. Como se puede observar en la Fig. 18. se concluye que existe un desfase

entre la generación y la demanda del área 3, lo cual ocurre ya que los recursos energéticos de esta área son más económicos y deben producir más energías para trasladar la misma a las diferentes áreas, para mostrar el despacho horario para el Área 3.

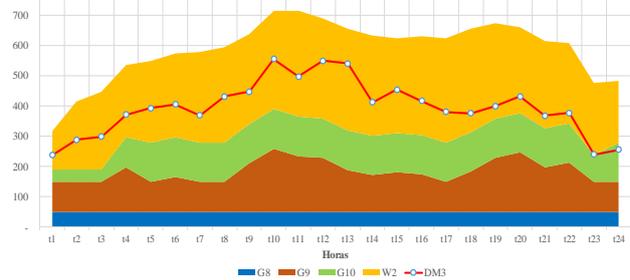


Figura 17: Despacho Horario para el Área 3

A fin de mostrar los intercambios horarios de energía del Área 3 con las demás áreas ,se presenta la Fig. 19., de la cual se obtiene en resumen que, el Área 3 entrega energía a las dos áreas restantes, sin embargo, en las horas 1, 2, 5, 7 y 8 se denota que el Área 1 entrega energía al Área 3, lo cual implica que en esas horas, dado que esa energía es económicamente rentable para el Área 3 la cual es tomada por la misma , pero a su vez, la misma Área 3 produce energía extra con sus recursos para su traslado al Área 2, lo que permite concluir que el modelo valora las combinaciones de los recursos energéticos de todas las áreas, tomando en consideración el mínimo costo del sistema.

La Figura 18. indica de forma contundente que el Área 3 corresponde a un subsistema que entrega energía para el abastecimiento de las demás áreas ,dado que el costo de producir la energía en esa área es más económico. Para concluir el análisis, en la siguiente ilustración se muestra de forma global del abastecimiento del Área 3 y los intercambios hacia las áreas restantes.

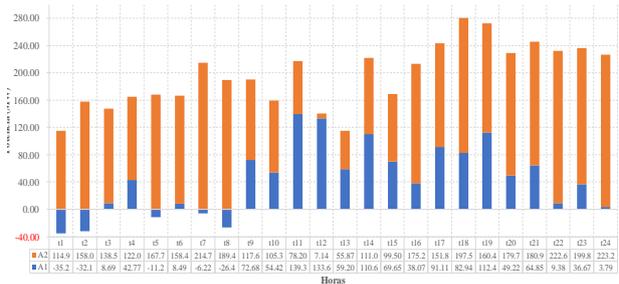


Figura 18: Intercambios de Flujos con Respecto al Área 3

En la parte positiva de la Figura 19. se ilustra gráficamente el excedente que es transferido a las demás áreas, mientras que en el valor negativo muestra la energía horaria a ser transferida a las áreas restantes desde el Área 3.



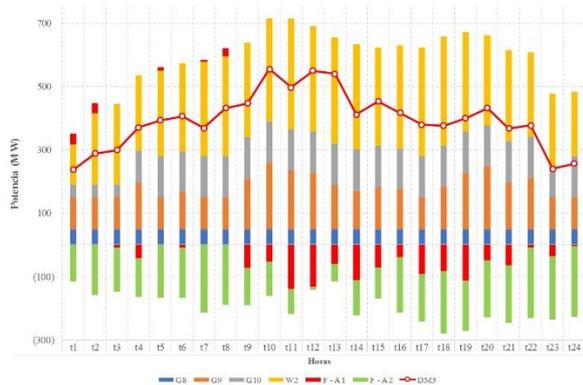


Figura 19: Despacho Horario con Intercambios de Flujos con Respecto al Área 3

El despacho realizado considerando áreas múltiples permite usar de manera eficiente y económica los recursos de generación de cada área, por lo tanto, en la siguiente tabla se muestra el costo operativo resultante de este despacho.

Tabla 7: Costos Operativos– Despacho Áreas Múltiples

	Valor (USD)	Porcentaje
A1	205,947.86	33.34%
A2	140,901.59	22.81%
A3	227,321.20	36.80%
Costo Total	574,170.65	

Los resultados de la tabla 8 se desprende que el despacho de áreas múltiples optimiza el costo operativo a comparación del caso del despacho autónomo, en tal sentido la tabla siguiente muestra los resultados de forma comparativo.

Tabla 9: Comparación de Costos Operativos

	D-A	D - MA	% Δ Costo
A1	229,711.88	205,947.86	-10.35%
A2	220,433.98	140,901.59	-36.08%
A3	167,541.79	227,321.20	35.68%
Costo Total	617,687.66	574,170.65	-7.05%

Donde:

D – A Despacho autónomo

D – MA Despacho multi área

% Δ Costo Porcentaje de variación del costo.

Como muestra la tabla 9 el despacho de área múltiple optimiza económicamente el abastecimiento de cada área, logrando una reducción de los costos a nivel global del 7.05%. Es importante señalar que esta reducción se obtiene de una combinación óptima de los recursos energéticos entre las áreas, permitiendo que se incremente la producción energética de los recursos más económicos para desplazar la generación ineficiente de altos costos a pesar de que estos se encuentren ubicados en diferentes áreas.



Figura 20: Comparación del Costo Operativo

La Figura 20. justamente muestra que el Área 3 produce energía más económica que es trasladada al Área 1 y 2 reduciendo los costos de generación ineficiente, resultado de lo cual se reduce el costo al comparar el despacho autónomo y el despacho de área múltiple.

6. CONCLUSIONES

- El presente trabajo ha usado la programación de flujo de red para resolver un problema de despacho económico multi – área tomando en cuenta diversos períodos de tiempo, para un sistema de generación que usa energía térmica, solar y eólica considerando la incertidumbre de las dos últimas tecnologías.
- El despacho económico multi-áreas corresponde a un mecanismo técnico económico que conlleva a la optimización de los recursos energéticos que se encuentran dispersos en diferentes áreas que se encuentran interconectadas y limitadas por la capacidad de los enlaces, el despacho propuesto minimiza los costos operativos globales, desplazando la generación ineficiente vista desde el ámbito técnico y económico. De los resultados económicos analizados se muestra una reducción de costos del 7% a nivel global ahorrándose el sistema un valor mensual de alrededor de 1'305'000 USD, es decir alrededor de 15'000'000 USD anuales, costos que se ahorra la demanda y se traduce en una minimización en las tarifas a usuarios finales.
- En función de los análisis energéticos y económicos se valida que el despacho de recursos de generación en áreas múltiples es un mecanismo propicio para optimizar los recursos energéticos,



además permiten reflejar la reducción del costo operativo del sistema e implícitamente ahondan en la reducción de la emisión de gases contaminantes dado que se desplaza la generación costosa que por lo general corresponde a la tecnología de tipo térmico.

- Finalmente, se señala que la eficiencia en el despacho multi – área depende de los recursos de generación disponible y la capacidad de los enlaces de interconexión permitiendo la optimización de los recursos y de cierta forma se asegura la competencia en la actividad de generación. Por lo tanto, el modelo propuesto constituye la base para la integración de mercados y sistemas eléctricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Steurer et al., “Investigating the Impact of Pulsed Power Charging Demands on Shipboard Power Quality,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 315–321, 2007.
- [2] M. Zare, M. Rasoul, and M. Malekpour, “International Journal of Electrical Power and Energy Systems Reserve constrained dynamic economic dispatch in multi-area power systems : An improved fireworks algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 126, no. PA, p. 106579, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106579.
- [3] H. Thi and K. Tran, “Real-Coded Genetic Algorithm for Solving Multi-Area Economic Dispatch Problem,” 2013 IEEE Grenoble Conf. PowerTech, POWERTECH 2013, no. 3, pp. 97–101, 2013.
- [4] X. Lai, Q. Xia, H. Zhong, Y. Wang, and Z. Luo, “Decentralized Multi-area Look-ahead Dispatch for Cross-regional Renewable Accomodation,” 2018 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo., pp. 1–9, 2018.
- [5] C. L. Chen and N. Chen, “Multi-area economic generation and reserve dispatch,” *IEEE Power Ind. Comput. Appl. Conf.*, pp. 368–373, 2001, doi: 10.1109/pica.2001.932379.
- [6] R. Singh, K. Jain, and M. Pandit, “Comparison of PSO variants with traditional solvers for large scale multi-area economic dispatch,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2011, no. 583 CP, pp. 304–309, 2011, doi: 10.1049/cp.2011.0379.
- [7] C. Yingvivanapong, W. J. Lee, and E. Liu, “Multi-area power generation dispatch in competitive markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 196–203, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913304.
- [8] D. Streiffert, “Multi-Area Economic Dispatch with Tie Line Constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 1946–1951, 1995, doi: 10.1109/59.476062.
- [9] X. Lai, L. Xie, Q. Xia, H. Zhong, and C. Kang, “Decentralized Multi-Area Economic Dispatch via Dynamic Multiplier-Based Lagrangian Relaxation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3225–3233, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2377755.
- [10] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, “Balancing supply and demand under mixed pricing rules in multi-area electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1444–1453, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2079338.
- [11] M. Sehrawat and J. S. Lather, “Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence,” *Integr. Distrib. Energy Resour. Power Syst.*, 2019.
- [12] M. Basu, “Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system,” *Reinf. Plast.*, vol. 28, no. March, pp. 11–35, 2019, doi: 10.1016/j.ref.2018.09.007.
- [13] Z. Li, M. Shahidepour, W. Wu, B. Zeng, B. Zhang, and W. Zheng, “Decentralized Multiarea Robust Generation Unit and Tie-Line Scheduling under Wind Power Uncertainty,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1377–1388, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2437273.
- [14] U. Fragomeni, “Direct Method to Multi-Area Economic Dispatch,” *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 4, pp. 1–5, 2012.
- [15] R. Azami and A. F. Fard, “Impact of demand response programs on system and nodal reliability of a deregulated power system,” 2008 IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol. ICSET 2008, pp. 1262–1266, 2008, doi: 10.1109/ICSET.2008.4747200.
- [16] CONELEC, “Estudio y gestión de la demanda eléctrica - El Plan Maestro de Electrificación,” pp. 29–55, 2013.
- [17] A. Ayub, “Planeación de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, 1999.
- [18] S. T. Lee, “A New Vision for Transmission Operation and Planning Under An Open Power Market,” *IEEE Trans. Power Deliv.*
- [19] J. Wu et al., “Study on medium and long-term generation expansion planning method considering the requirements of green low-carbon development,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2018-Octob, pp. 689–694, 2018, doi: 10.1109/APPEEC.2018.8566580.
- [20] Y. Kim, “Multicriteria Generation-Expansion Considerations,” *IEEE Trans. Eng. Manag.*, vol. 40, no. 2, pp. 154–161, 1993.



- [21] J. Carrera, “Óptima Planificación de la expansión de generación eléctrica usando GAMS,” Tesis, vol. 1, pp. 66–80, 2017.
- [22] R. Navarro, “Short and Medium Term Operation Planning in Electric Power Systems,” IEEE Trans. Power Syst., pp. 1–8, 2009.
- [23] Y. Ding, C. Singh, and L. Goel, “Short-Term and Medium-Term Reliability Evaluation for Power Systems With High Penetration of Wind Power,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 5, no. 3, pp. 896–906, 2014.
- [24] B. G. Alhogbi, “A Probabilistic Based Hybrid Planning Method for Long-Term Power System Planning,” J. Chem. Inf. Model., vol. 53, no. 9, pp. 21–25, 2017, [Online]. Available: <http://www.elsevier.com/locate/scp>.
- [25] A. A. A. El-Ela, S. M. Allam, S. S. Rabah, and M. M. S. Ahmed, “Optimal Long Term Planning of Hybrid Generation System for a Part of Egyptian Network,” 2018 20th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2018 - Proc., pp. 918–922, 2019.
- [26] Q. Zhang, M. Wang, X. Wnag, and S. Tian, “Mid-long term optimal dispatching method of power system with large-scale wind-photovoltaic-hydro power generation,” Electr. Power Syst. Res., 2017.
- [27] T. Guoqing, M. Ieee, L. I. U. Fu-bin, L. I. Yang, W. Bin, and F. U. Rong, “Risk-Based Assessment and Decision Making of Power System Security in Power Market,” 2014 IEEE Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol., no. April, pp. 551–555, 2004.
- [28] L. Silva, “Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano,” Tesis, p. 30, 2011.
- [29] M. Musau, “Multi Area Multi Objective Dynamic Economic Dispatch with Renewable Energy and Emissions,” 2016.
- [30] A. Ahmadi-khatir, A. J. Conejo, R. Cherkaoui, and S. Member, “Multi-Area Unit Scheduling and Reserve Allocation Under Wind Power Uncertainty,” vol. 29, no. 4, pp. 1701–1710, 2014.
- [31] Z. Li, W. Wu, B. Zhang, and H. Sun, “Dynamic Economic Dispatch Using Lagrangian Relaxation With Multiplier Updates Based on a Quasi-Newton Method,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 4, pp. 4516–4527, 2013.
- [32] S. Reddy, P. R. Bijwe, and A. R. Abhyankar, “Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period,” IEEE Syst. Journals, vol. 9, no. 4, pp. 1440–1451, 2015.
- [33] H. Son, J. Kim, I. Bae, and T. T. C. M. Thermal, “Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power system interconnection,” IEEE Trans. Power Syst., no. 3, pp. 1–5, 2009.
- [34] C. Wang, S. M. Shahidehpour, and S. Member, “Power Generation Scheduling for Multi-Area Hydro-Thermal Systems with tie Line Constraints, Cascaded Reservoirs and Uncertain Data,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 8, no. 3, pp. 1333–1340, 1993.
- [35] A. Conejo and J. Aguado, “Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 4, pp. 1272–1278, 1998.
- [36] N. Yorino, H. M. Hafiz, Y. Sasaki, and Y. Zoka, “High-Speed Real-Time Dynamic Economic Load Dispatch,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 2, pp. 621–630, 2012.
- [37] Y. Liu and N. C. Nair, “A Two-Stage Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering Wind Uncertainty,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 7, no. 2, pp. 819–829, 2016.
- [38] S. Kar, I. Member, G. Hug, and I. Member, “Distributed Robust Economic Dispatch in Power Systems: A Consensus + Innovations Approach,” IEEE Trans. Power Syst., pp. 1–8, 2012.
- [39] D. W. Ross and S. Kim, “Dynamic Economic Dispatch of Generation,” IEEE Trans. Power Appar. Syst., no. 6, pp. 2060–2068, 1980.
- [40] A. Kargarian, S. Member, Y. Fu, S. Member, P. Liu, and S. Member, “A System of Systems Engineering Approach for Unit Commitment in Multi-Area Power Markets,” pp. 1–5, 2014.



Orlando Stalin Vargas Rondal. (Y'1986-M'03). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Sucre. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en el desarrollo de modelo de optimización para abastecer la demanda eléctrica en múltiples áreas usando el despacho económico de sistemas de energía.



Luis Fernando Tipán Vergara. - (Y'1982-J'21). Nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional

Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. La mayor parte de su vida profesional la dedico al sector industrial y petrolero. Actualmente está involucrado en las áreas de Energías Alternativas y Eficiencia Energética en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos de GD con Energías alternativas, el IoT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros.

Automatic Load Shedding Scheme for Electrical Systems Serving Oil Extraction Facilities

Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras

 V.N. Jacome¹

 N.V. Granda²

¹*Departamento de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador*
E-mail: vinicio.jacome@epn.edu.ec; nelson.granda@epn.edu.ec

Abstract

This document presents a methodology for the design of an Automatic Load Shedding scheme (ALS) for electrical systems that serve oil extraction facilities. The oil field, throughout its operation life, has experienced problems in its electrical generation system, which has caused its total collapse due to low frequency. The electrical system is modeled in ETAP simulation software, including the dynamics of the generators and their control systems (automatic voltage regulators and speed regulators) considering typical parameters, the models are validated through measurements obtained from the SCADA system. Through time domain simulations, the evolution of the frequency in the face of generation loss is obtained for various operating scenarios; these scenarios are classified based on the rate of change of frequency (ROCOF). A list of load priorities for disconnection is generated. Finally, an adaptive EAC and EAC based on fixed frequency and ROCOF are proposed, whose performance is compared through dynamic simulations.

Index terms— Underfrequency Load Shedding, Frequency Stability, Rate of Change of Frequency, ETAP.

Resumen

Este documento presenta una metodología para el diseño de un Esquema de Alivio de Carga (EAC) para sistemas eléctricos que sirven a facilidades de extracción de petróleo. El campo petrolero, a lo largo de su operación, ha experimentado problemas en su sistema de generación eléctrica, lo cual ha ocasionado colapsos totales por baja frecuencia. El sistema eléctrico del campo es modelado en software de simulación ETAP, incluyendo la dinámica de los generadores y sus sistemas de control (reguladores automáticos de voltaje y reguladores de velocidad) considerando valores típicos y validando los modelos en base a mediciones obtenidas del sistema SCADA. A través de simulaciones en el dominio del tiempo, se obtiene la evolución de la frecuencia ante la pérdida de generación para varios escenarios operativos; estos escenarios son clasificados en base a la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF). Se genera una lista de prioridad cargas para su desconexión. Finalmente, se proponen un EAC adaptativo y EAC de frecuencia fija y ROCOF, cuyo desempeño es comparado a través de simulaciones dinámicas.

Palabras clave— Esquema de Alivio de Carga, Estabilidad de Frecuencia, Tasa de Cambio de la Frecuencia, ETAP.

Recibido: 11-11-2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Jácome, V.; Granda, N. (2023). "Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras", Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 58-68

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.557>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El estudio de la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (*SEP*) es de gran importancia en la operación de dichos sistemas, la mayoría de los apagones son originados por problemas de inestabilidad. A medida que los sistemas eléctricos han crecido, también se han incrementado las interconexiones y el uso de nuevas tecnologías de generación y control, razón por la cual han surgido diferentes formas de inestabilidad del SEP, como: estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de resonancia y estabilidad impulsada por convertidores [1].

La estabilidad de frecuencia es la capacidad del SEP para mantener la frecuencia estable, dentro de valores operativos frente a una perturbación, ya sea esta por el incremento o salida de carga o generación. Los SEP pequeños y aislados son más sensibles a los desequilibrios de potencia activa, lo que produce grandes variaciones en la frecuencia; una herramienta para proteger al sistema eléctrico frente perturbaciones severas, como la pérdida de generación, es el Esquema de Alivio de carga por Baja Frecuencia (*EACBF*), el cual evita que el sistema colapse por baja frecuencia. Estos esquemas miden de manera permanente el valor de la frecuencia o la tasa de cambio de la frecuencia (*ROCOF* – Rate of Change of Frequency) por medio del relé 81, que envía una señal de apertura a los interruptores, produciendo la desconexión de una determinada cantidad de carga en caso que la frecuencia caiga por debajo de un límite establecido [2].

Los EACBF son diseñados para responder de forma muy rápida, ya que una contingencia por salida de generación ocurre en fracciones de segundos, que para el operador humano es imperceptible. En la actualidad, los EAC inteligentes forman parte de los sistemas de control de las llamadas Redes Eléctricas Inteligentes, que entre sus características se encuentran el adaptar automáticamente los sistemas de protección a las nuevas topologías de la red o condiciones operativas [3].

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Equilibrio Generación - Carga

El equilibrio generación – carga es análogo a la ley de conservación de la energía, es decir, en un SEP la potencia generada (P_G) debe ser igual a la potencia consumida por la carga (P_L) más las pérdidas de potencia (P_{Loss}), según muestra la ecuación (1) [4].

$$P_G = P_L + P_{Loss} \quad (1)$$

Este equilibrio se ilustra en la Fig. 1, ante una perturbación ocurre una pérdida significativa de generación ocurre un desequilibrio generación - carga, teniendo como resultado una caída del valor de la frecuencia como se muestra en la Fig. 2.

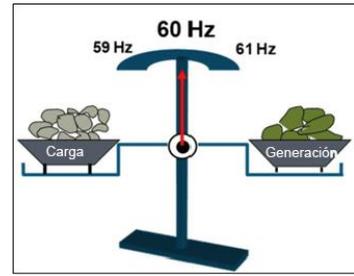


Figura 1: Estabilidad de frecuencia y equilibrio entre generación – carga

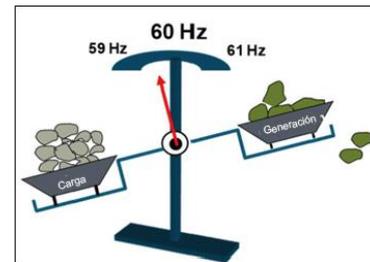


Figura 2: Inestabilidad de frecuencia y pérdida de generación

En síntesis, cuando se considera la frecuencia, el estado del SEP puede ser: en equilibrio, sobre frecuencia y baja frecuencia, según se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Frecuencia del SEP y Balance Generación – Carga

Estado	Resultado
Carga > Generación	Baja frecuencia
Carga = Generación	Frecuencia en equilibrio
Carga < Generación	Sobre frecuencia

2.2. Regulación Primaria, Secundaria y Terciaria de Frecuencia

La regulación primaria de frecuencia (*RPF*) es la respuesta combinada de la generación y carga frente a un desequilibrio de potencia activa, que en primera instancia se realiza a través de la inercia de las masas rotantes (Fig. 3 segmento A-B), y posteriormente, mediante la actuación de los sistemas de control de velocidad de los generadores (Fig. 3 segmento B-C), con el objetivo de evitar que la frecuencia aumente o disminuya de manera descontrolada [4].

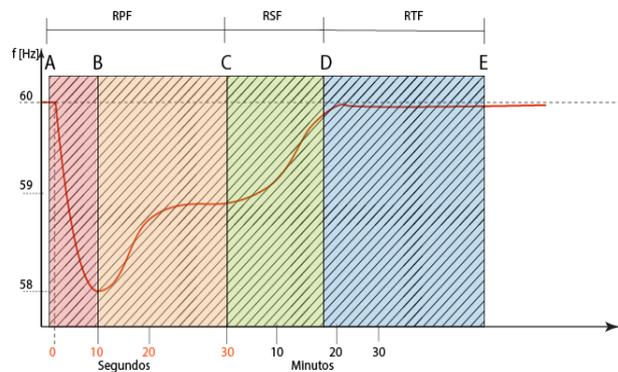


Figura 3: Etapas de regulación de frecuencia

La regulación secundaria de frecuencia (*RSF*), tiene como objetivo restablecer la frecuencia a su valor de referencia (Fig. 3 segmento C-D) mediante la acción del denominado Control Automático de Generación (*AGC*). Finalmente, la regulación terciaria de frecuencia (*RTF*) es una regulación complementaria, que restablece las reserva rodante de potencia usada en la regulación primaria y secundaria, mediante redespacho de generación (Fig. 3 segmento D-E) [5].

2.3. Esquemas de Alivio de Carga (EAC)

Por lo general, los esquemas de alivio de carga protegen al SEP contra la variación excesiva de la frecuencia o el voltaje, al intentar equilibrar la oferta (generación) y la demanda (carga) de potencia activa y reactiva. Los EAC más comunes son: Esquemas de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (EACBF) y los Esquemas de Alivio de Carga por Bajo Voltaje (EACBV) [6].

2.3.1 Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (EACBF)

Los EACBF son diseñados para evitar el colapso del SEP ante desequilibrios generación – carga, actúan cuando la reserva rodante de potencia disponible es insuficiente para recuperar la frecuencia a su valor nominal o dentro de una banda operativa predefinida. Por esta razón, después de perturbaciones severas, los EACBF se emplean para evitar el disparo de unidades generadoras debido a la acción de los relés de protección de baja frecuencia. Un EACBF efectivo debe desconectar la mínima cantidad de carga y proporcionar una transición rápida, suave y segura desde una situación de emergencia a un estado de equilibrio normal. Generalmente, el EACBF se compone de varias etapas, cada una caracterizada por: el umbral de frecuencia, la cantidad de carga a desconectar y el retardo de tiempo. El parámetro de umbral de frecuencia puede ser reemplazado por la tasa de cambio de la frecuencia - ROCOF.

2.3.2 Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje (EACBV)

Los EACBV se aplican, generalmente, como una medida de "seguridad" en situaciones en las que se anticipa un colapso de voltaje. En otras palabras, los EACBV operan después de que se han agotado todas las acciones operativas enfocadas en detener una condición de colapso de voltaje [7]. La estabilidad de voltaje se la suele caracterizar mediante tres franjas de tiempo. El primer período de tiempo se refiere a la ventana de tiempo desde el inicio de una perturbación en el SEP hasta antes del primer movimiento del cambiador de tomas bajo carga (*LTC*) y se denomina período de estabilidad de voltaje de corto plazo. La segunda franja de tiempo cubre el período desde la primera operación del LTC hasta antes de la activación de los limitadores de

excitación de los generadores sincrónicos, y se le denomina período de estabilidad a medio plazo [8]. La franja final de tiempo cubre el periodo desde la activación de los limitadores de excitación hasta el momento en que el sistema alcanza un punto de funcionamiento estable, y se le denomina período de estabilidad a largo plazo. El colapso de voltaje puede ocurrir dentro de cualquiera de estas franjas de tiempo, dependiendo de la naturaleza de la perturbación y del tipo de carga. Si en estos tres periodos de tiempo el voltaje no se estabiliza, deben operar el EACBV para evitar el colapso por bajo voltaje [9].

3. METODOLOGÍA

En esta sección, se presenta una propuesta metodológica para el diseño del EACBF compuesta por dos etapas principales: i) Análisis de la respuesta de la frecuencia del sistema y ii) Diseño del EACBF, descritos a continuación.

3.1. Análisis de la Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En esta etapa se busca obtener un modelo dinámico del SEP que permita realizar el análisis de la respuesta de la frecuencia, y consta de cuatro subprocesos.

3.1.1 Recopilación de Información

Se requiere recolectar información operativa real del SEP a través de sistemas de medición como: SCADA, WAMS, registradores de perturbaciones, sistemas de medición comercial que permitan obtener el desempeño de las variables eléctricas en el tiempo (voltajes, potencias, corrientes, etc.). Las bitácoras operativas y registros de mantenimiento son importantes para determinar la disponibilidad de los equipos y poder realizar un análisis de confiabilidad. Finalmente, planos eléctricos, manuales de usuario, literatura técnica especializada permiten obtener la topología del sistema e información relevante para la modelación.

3.1.2 Validación del Modelo

Empleando herramientas computacionales de análisis de SEP se realizan estudios de flujo de potencia, para determinar perfiles de voltajes, corrientes, nivel de carga de los elementos de transmisión. Mediante simulaciones en el dominio del tiempo se determina el comportamiento dinámico del sistema. Los resultados de dichos estudios deben ser contrastados con las mediciones reales; de ser necesario deben realizarse ajustes al modelo de manera que represente fielmente la operación real del sistema. Las herramientas de identificación de parámetros son de gran ayuda en esta etapa [10], [11].

3.1.3 Análisis Estadístico y Escenarios de Operación

En base a la información operativa del sistema de generación se realiza un análisis estadístico de las horas



de operación, mantenimiento y fuera de servicio de cada generador; se analiza el comportamiento del parque generador y se determinan los generadores más propensos a salir de operación. En base a esta información, se definen los escenarios operativos a ser simulados, la lista de contingencias más críticas y las más probables.

3.1.4 Simulación de Escenarios y Respuesta de la Frecuencia

Los escenarios operativos definidos en la etapa anterior junto con la lista de contingencias deben ser simuladas empleado el modelo validado. Es propósito es obtener el comportamiento dinámico de la frecuencia en cada escenario. El proceso propuesto se muestra en la Fig. 4.

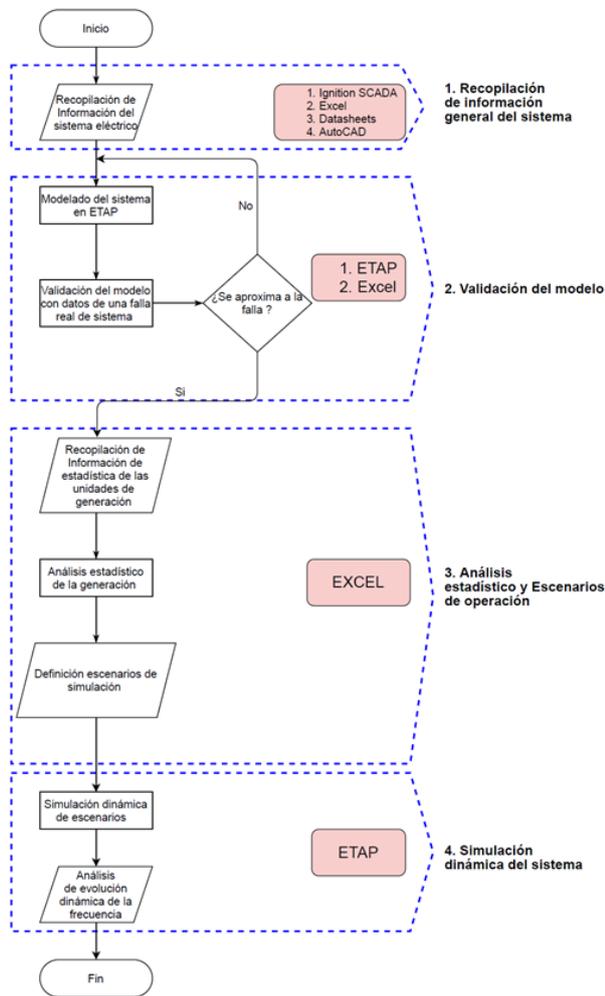


Figura 4: Análisis de la respuesta de la frecuencia

3.2. Diseño del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia

Para establecer el EACBF deben considerarse las características operativas específicas y las necesidades prioritarias. En los campos petroleros la primera prioridad es la extracción continua de petróleo,

relacionada principalmente con las bombas electrosomergibles y los sistemas de bombeo. En ciertos campos petroleros no se dispone de tanques de almacenamiento de agua o fluido, y los sistemas de reinyección de agua se consideran cargas esenciales.

3.2.1 Selección y Priorización de Cargas

Deben definirse las cargas esenciales y no esenciales, en base a una prioridad operativa. En este punto, son necesarias reuniones multidisciplinarias que consideren áreas eléctrica, mecánica, petrolera. Se elabora una lista de cargas no esenciales que contiene: el nombre de la carga, potencia y disyuntor asociado, para cada escenario de operación.

3.2.2 Simulación y Pruebas del EACBF

Mediante software de simulación, se definen eventos de salida de generación y se configuran los parámetros del relé 81, tales como: frecuencia de activación o ROCOF, disyuntor asociado a la carga a deslastrar y tiempos de retardo. Se realizan simulaciones en el dominio del tiempo para obtener el comportamiento dinámico de las variables eléctricas.

3.2.3 Selección y Definición del EACBF

Se realiza un análisis de las variables eléctricas, en cada escenario, asegurándose que la frecuencia se encuentre dentro de sus límites operativos. El uso de herramientas de análisis de datos como: algoritmos de agrupamiento, reducción de dimensionalidad y machine learning son de gran ayuda. Como resultado se determina la configuración del EACBF seleccionado. El proceso de diseño propuesto se ilustra en la Fig. 5.

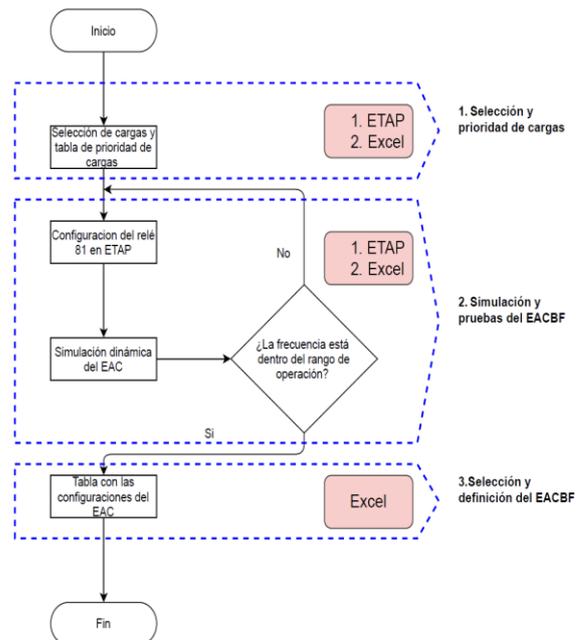


Figura 5: Diseño del EACBF

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

4.1. Descripción del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico en estudio se muestra en la Fig. 6, y está conformado por 6 unidades principales de generación, 2 unidades generadoras de respaldo, 10 transformadores y 3 líneas de transmisión, que sirven a una demanda aproximada de 27,5 MW.

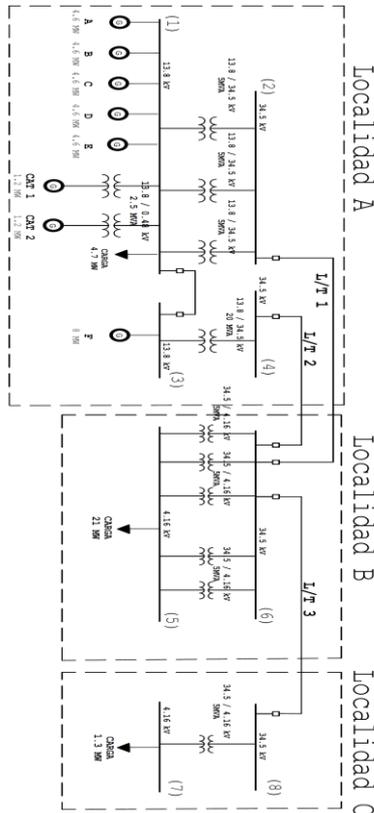


Figura 6: Unifilar de sistema eléctrico de campo petrolero

La generación es netamente térmica con motores de combustión interna. Las 5 unidades de generación Wärtsilä son de iguales características y entregan una potencia máxima de 4,6 MW, una unidad de 8 MW y dos unidades Caterpillar de respaldo de 1,2 MW. La transmisión se realiza a 34,5 kV, a través de tres líneas de transmisión subterráneas conectadas en forma radial. La localidad A es la central de procesamiento, donde se transporta, almacena y separa el fluido (petróleo, agua, gas, tierra).

4.2. Modelación del Sistema Eléctrico

Se emplea el software ETAP [12] para la modelación del sistema, empleando la mejor información disponible y partiendo de las siguientes consideraciones:

- El modelo de AVR se define en base al estándar IEEE 421.5 anexo 1 y referencias cruzadas del fabricante.
- Los reguladores de velocidad serán modelados como turbinas de gas, considerando el modelo GTF (Gas-

Turbine including Fuel System) de ETAP; este modelo es seleccionado debido a que los generadores utilizan crudo o diésel, como combustible y el modelo GTF representa una turbina de vapor y un sistema de control de velocidad con la inclusión del sistema de combustible.

Según los manuales de usuario, los generadores de 5,33 MW tienen AVR Basler DECS 125-15 B2C y el generador de 8,73 MW tiene incorporado un AVR UNITROL 1000-15, que en el estándar IEEE 421.5 se recomienda usar el tipo AC8C y ST1C, en ETAP se emplean los modelos por defecto AC8B y ST1A. En la Tabla 2 se resumen los modelos empleados.

Tabla 2: AVR y reguladores de velocidad empleados

Generador	AVR	Referencia IEEE 421.5	Modelo ETAP	Regulador de velocidad ETAP
Unidad A	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad B	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad C	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad D	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad E	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad F	UNITROL 1000-15	ST1C	ST1	GTF

A continuación, se ilustra un ejemplo del modelado de un generador Wärtsilä de 8,73 MW que tiene la información mostrada en la Fig. 7.

Generator data:			
Generator:	DIG 167 k/10	Poles:	10
Rated power:	10913 kVA	8730 kW _e	8936 kW _m
Power factor:	0.80		
Power at pf 1.0:	8766 kVA	8766 kW _e	8936 kW _m
Rated voltage:	13.8 kV		
Speed:	720 1/min		
Frequency:	60 Hz	Voltage range:	
Rated current:	456.6 A	Zone A according	IEC 60034-1 (+/- 5%)
Winding pitch:	ca. 5/6		
Insulation class:	Stator: Class F	Rotor: Class F	Temperature rise: B
Ambient temperature:	50 °C	Environment:	Standard environment
Site altitude:	1019 m		
Enclosure:	IP23	Filter:	Stainless steel filter at air inlet
Cooling:	IC 01 - Open-circuit ventilation	Temperature	50 °C
Coolant:	Ambient Air	Temperature Air inlet generator:	50 °C
		Cooling air vol.:	5.5 m³/s
		Cooling water quantity:	n/a
Moment of inertia (I _J):	3830 kgm²	Weight:	40600 kg
		Losses (environment):	206 kW
		Losses (cooling):	n/a

Figura 7: Datos básicos del generador Wärtsilä de 8,73 MW

Los valores de reactancias, mostrados en la Fig. 8, se ingresan en la pestaña de Imp / Model de edición de datos del generador, mostrado en la Fig. 9.

Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated	unsaturated	saturated					
X _d	1.22	1.10 p.u.	X _{d'}	0.61	0.60 p.u.	T _{dP}	3.2 s	T _{dP'}	0.02786 s
X ₂	0.241	0.241 p.u.	X _{2'}	0.61	0.60 p.u.	T _{d'}	0.63 s	T _{d'}	0.4 s
X _r	0.190	0.173 p.u.	X _{r'}	0.191	0.191 p.u.	T _{r'}	0.02 s	T _{r'}	0.12775 s
X _l	0.200	0.182 p.u.	X _{l'}	0.057	0.052 p.u.	T _s	0.11 s	T _{l'}	0.4 s
X _{is}	n.a.	0.104 p.u.						T _{r'}	0.04 s
Short circuit ratio saturated:	0.91		Z _s	17.451 Ohm					

Figura 8: Datos de reactancias transitorias, subtransitorias y constantes de tiempo



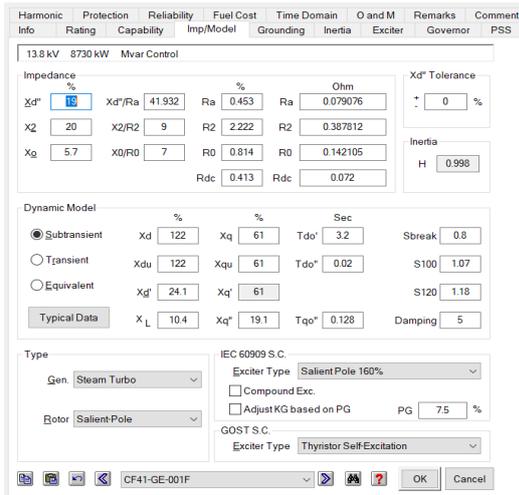


Figura 9: Ingreso / edición de impedancias y constantes de tiempo

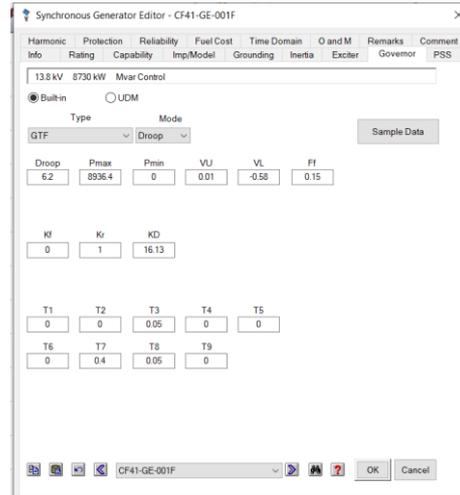


Figura 11: Pestaña de ingreso del regulador de velocidad

Con los modelos considerados en la Tabla 2 para el generador de 8,73 MW, se implementa el modelo ST1 de ETAP, para obtener la configuración mostrada en la Fig. 10.

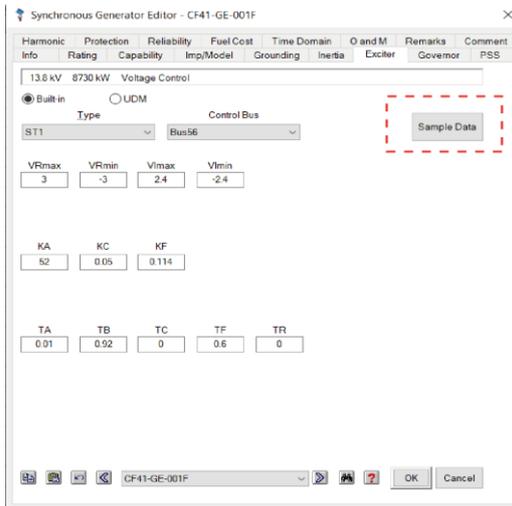


Figura 10: Pestaña de ingreso del regulador de voltaje AVR.

Para el regulador de velocidad, considerado que en la Tabla 2 (Unidad F) se implementa el modelo GTF de ETAP, los parámetros ingresados son los valores típicos proporcionados por ETAP según se muestra en la Fig. 11.

Estos datos son los más relevantes para el modelado de un generador en ETAP, con el fin de realizar las simulaciones en el dominio del tiempo. Este procedimiento se realiza para cada elemento del sistema eléctrico, tales como: líneas de transmisión, transformadores, cargas. Cabe indicar que no se incluyó la modelación del controlador encargado de la repartición de carga entre generadores para realizar la RSF, además la carga motórica ha sido modelada como cargas PQ, lo cual representa una oportunidad de mejora al presente estudio.

4.3. Validación del Modelo

Empleando el sistema SCADA Ignition que dispone el campo petrolero, y que se muestra en la Fig. 12, se recopila la información operativa del sistema.

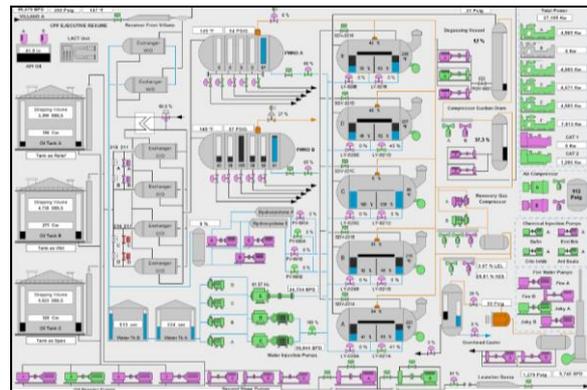


Figura 12: SCADA de Generación y cargas en la Localidad A

Como ejemplo, se presentan las mediciones obtenidas de una falla monofásica a tierra en la L/T 2 cercana a la barra 4, ocurrida el 13 de octubre del 2019. El reporte de operación indica que, inicialmente se desconectaron varios bloques de carga (1,4 MW, 2,9 MW, 2,9 MW, 1,1 MW, 2 MW, 1,9 MW) que fueron reconectados de manera secuencial, posteriormente, se abrió la L/T 2, para llegar finalmente al apagón total del campo. Estos eventos se simulan en ETAP para comparar la evolución de la potencia activa generada y el flujo de potencia por las líneas de transmisión, según la información del SCADA y el reporte operativo. Como criterio de validación se calculó el error total acumulado, considerando como referencia los valores medidos y se verificó que sea menor al 10%. Los resultados se muestran en las siguientes gráficas.

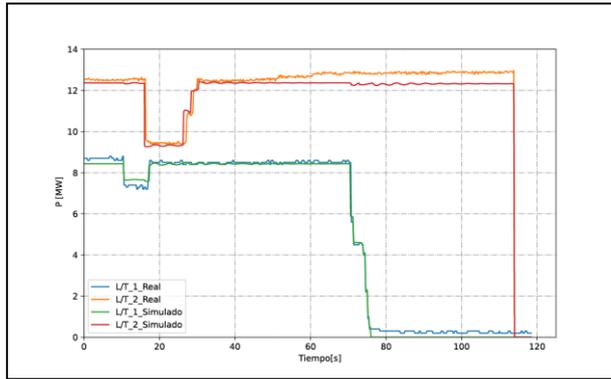


Figura 13: Potencia activa a través de L/T 1 y L/T 2

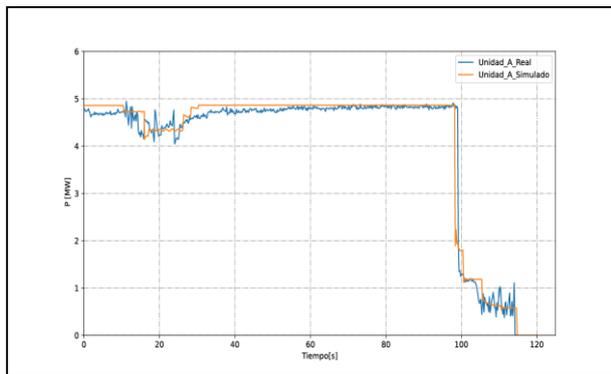


Figura 14: Potencia activa simulada y real de la Unidad A

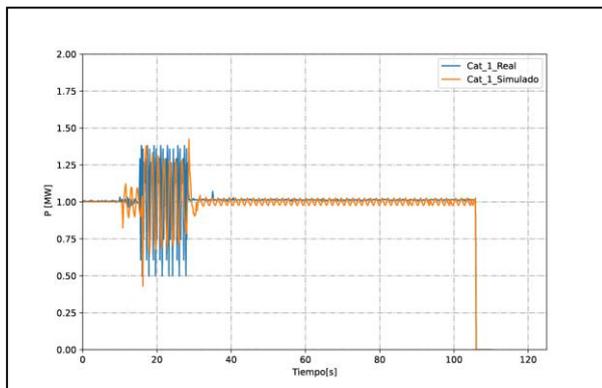


Figura 15: Potencia activa simulada y real del Cat 1

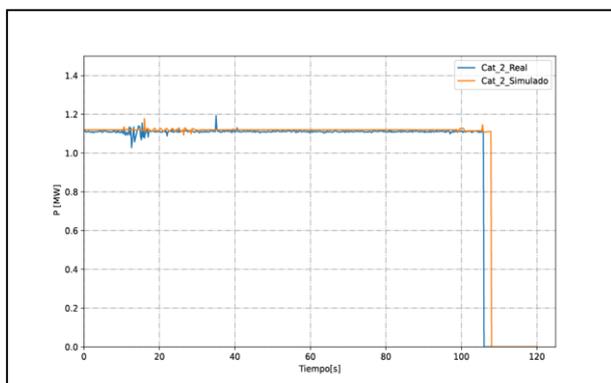


Figura 16: Potencia activa simulada y real del Cat 2

4.4. Análisis Estadístico de Fallas de Generación

Con la información operativa de las unidades de generación, se tabulan los datos de horas de mantenimiento, horas fuera de servicio por fallas, horas de servicio, año de puesta en servicio y número de fallas. Posteriormente, se calcula la Tasa de Interrupción Forzada (*FOR*) de cada generador, según la ecuación (2), obteniéndose la Tabla 3.

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} * 100 \quad (2)$$

Donde: *FOH* es el número de horas en el periodo en que la unidad se encuentra en salida forzada y *SH* son las horas de operación en el periodo [13].

Tabla 3: Tasa de Interrupción Forzada de generadores

Generador	FOR [%]	P _{MAX} [MW]
Unidad B	5,06	4,6
Unidad C	2,52	4,6
Unidad D	2,09	4,6
Unidad F	2,03	8
Unidad A	1,90	4,6
Unidad E	1,13	4,6
Cat 1	0,64	1,2
Cat 2	0	1,2

4.5. Escenarios Operativos. Definición y Simulación

A diferencia de los que ocurre en los SEP convencionales, la demanda en los campos petroleros es prácticamente constante, por tanto, en los diferentes escenarios operativos varía el despacho de generación solamente. Se definen los escenarios mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4: Escenarios de operación del sistema

Generador	P _{MAX} [MW]	Operación:			
		Opera: X	No opera: O		
Unidad A	4,6	X	X	X	X
Unidad B	4,6	X	O	X	X
Unidad C	4,6	X	X	X	X
Unidad D	4,6	X	X	O	X
Unidad E	4,6	X	X	O	X
Unidad F	8	X	X	X	O
Cat 1	1,2	O	X	X	X
Cat 2	1,2	O	O	X	X
Demanda [MW]		27,5	27,5	25	25
Escenario de Generación		OP_G1	OP_G2	OP_G3	OP_G4

En la Tabla 3 se observa que la Unidad B tiene el mayor valor de *FOR*, por tanto, se considerará como contingencia de generación en todos los escenarios operativos. Al existir varias unidades generadoras de igual capacidad y fabricante, al simular la salida de una de ellas se estará considerando similar situación para el resto de los generadores. Posteriormente, para definir las contingencias a simular, se realiza una combinación de estos generadores. Por ejemplo, para el escenario *OP_G1*, con una demanda de 27,5 MW, operan las unidades A, B, C, D, E y F; los posibles eventos de salida de generación son (B, C), B y F. Este análisis se realiza



para el resto de los escenarios obteniéndose 4 escenarios operativos y 14 contingencias a simular, mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5: Escenarios operativos y contingencias a simular

Escenario	Generador	$P_{GEN\ perdida}$ [MW]
OP_G1	B	4,6
	B, C	9,2
	F	8
OP_G2	C	4,6
	C, D	9,2
	F	8
	Cat 1	1,2
OP_G3	B	4,6
	B, C	9,2
	Cat 1, Cat 2	2,4
	F	8
OP_G4	B	4,6
	B, C	9,2
	Cat 1, Cat 2	2,4

4.6. Simulación de Eventos y Respuesta de la Frecuencia

Los eventos de salida de generación de la Tabla 6 se simulan en el dominio del tiempo utilizando software ETAP. El tiempo total de simulación es de 40 s y se considera que la salida de la generación ocurre a los 5 s. Para fines de la simulación se etiquetará cada evento de salida de generación de la siguiente forma: para el escenario OP_G1 y salida de la Unidad B se llamará OP_G1_Out_B. Los resultados se resumen en la Fig. 17, que muestra la evolución dinámica de la frecuencia, donde se puede apreciar que para los eventos OP_G3_Out_B, OP_G2_Out_C, OP_G3_Cat_1_2, OP_G1_Out_B y OP_G2_Out_Cat_1 la frecuencia logra recuperarse, mientras que para el resto de los eventos el sistema colapsa por baja frecuencia.

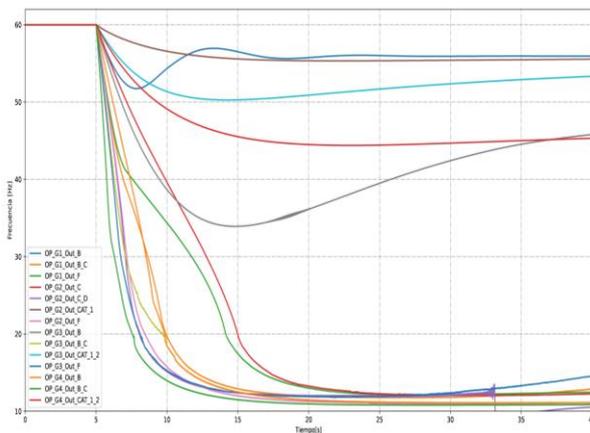


Figura 17: Evolución de la frecuencia del sistema

Considerando los primeros 10 ciclos de la frecuencia después del evento, mediante regresión lineal, se calcula el ROCOF como el valor de la pendiente (m) con que cae la frecuencia. El ROCOF permite ordenar y clasificar los eventos según su severidad o afectación a la frecuencia del sistema. Los resultados se tabulan y ordenan según se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6: Escenarios y eventos ordenados según el ROCOF

Evento	ROCOF [Hz/s]
OP_G4_Out_B_C	-23,78
OP_G3_Out_F	-15,81
OP_G3_Out_B_C	-13,97
OP_G2_Out_F	-12,97
OP_G2_Out_C_D	-12,41
OP_G1_Out_F	-12,31
OP_G1_Out_B_C	-12,07
OP_G4_Out_B	-8,59
OP_G3_Out_B	-5,98
OP_G2_Out_C	-5,17
OP_G1_Out_B	-5,09
OP_G4_Out_CAT_1_2	-3,68
OP_G3_Out_CAT_1_2	-3,13
OP_G2_Out_CAT_1	-1,32

En la Tabla 6 se observa que los resultados forman dos grupos definidos: aquellos con valor absoluto del ROCOF mayor a 12,07 Hz/s, que se los denominará de alto riesgo operativo, y, aquellos con valor de ROCOF menor a 8,59 Hz/s, que se los denominará de riesgo medio o bajo. Este criterio de agrupamiento es definido en función de los resultados y no representa una regla general aplicable a otros sistemas aislados. En base a este agrupamiento, se diseñará un EAC que actúe en base al valor del ROCOF. En SEP de gran tamaño, con muchos generadores y eventos de salida de generación, el análisis se puede realizar utilizando algoritmos de agrupamiento o técnicas de machine learning.

4.7. Diseño del EAC y Resultados

4.7.1 EAC Híbrido

Al realizar una comparativa de la Tabla 9 con la potencia de generación perdida y demanda total, para cada escenario, se observa que al tener menor demanda y una pérdida mayor al 30% de la generación, el valor del ROCOF está por encima de los 12 Hz/s; por lo cual estos escenarios son severos o de alto peligro para el sistema.

Tabla 7: Comparativa de potencia perdida para cada escenario

Evento	ROCOF [Hz/s]	$P_{GEN\ perdida}$ [MW]	Carga [MW]	Porcentaje $P_{GEN\ perdida}$ [%]
OP_G4_Out_B_C	-23,78	9,2	25	36,8
OP_G3_Out_F	-15,81	8	25	32,0
OP_G3_Out_B_C	-13,97	9,2	25	36,8
OP_G2_Out_F	-12,97	8	27,5	29,1
OP_G2_Out_C_D	-12,41	9,2	27,5	33,5
OP_G1_Out_F	-12,31	8	27,5	29,1
OP_G1_Out_B_C	-12,07	9,2	27,5	33,5
OP_G4_Out_B	-8,59	4,6	25	18,4
OP_G3_Out_B	-5,98	4,6	25	18,4
OP_G2_Out_C	-5,17	4,6	27,5	16,7
OP_G1_Out_B	-5,09	4,6	27,5	16,7
OP_G4_Out_CAT_1_2	-3,68	2,4	25	9,6
OP_G3_Out_CAT_1_2	-3,13	2,4	25	9,6
OP_G2_Out_CAT_1	-1,32	1,2	27,5	4,4



Para los escenarios de alto riesgo se propone una EAC basado en ROCOF, debido a la rapidez con que cae la frecuencia, y porcentajes de carga a deslastrar y tiempos de actuación *variables*, según el valor del ROCOF. Para escenarios de medio y bajo riesgo se aplica un EAC con umbrales escalonados de frecuencia fija, ya que la frecuencia cae lentamente, y porcentajes de carga a deslastrar y tiempos de actuación *variables*, según el valor del ROCOF.

Tabla 8: EAC propuesto para escenarios de riesgo ALTO

Evento	EAC con ROCOF		
	Delay*	ROCOF [Hz/s]	PL [%]
OP_G4_Out_B_C	4	23,78	36,3
OP_G3_Out_F	8	15,81	32,2
OP_G3_Out_B_C	13	13,97	36,3
OP_G2_Out_F	13	12,97	25,8
OP_G2_Out_C_D	13	12,41	30,2
OP_G1_Out_F	13	12,31	26,5
OP_G1_Out_B_C	13	12,07	30,9

*Retraso de tiempo en ciclos de onda a 60 Hz

Tabla 9: EAC propuesto para escenarios de riesgo medio y bajo

Evento	EAC con frecuencia fija						
	Delay	f ₁ [Hz]	PL [%]	f ₂ [Hz]	PL [%]	f ₃ [Hz]	PL [%]
OP_G4_Out_B	10	59,3	8,4	59,1	8	58,9	1,3
OP_G3_Out_B	13	59,3	8,4	59,1	8,2	58,9	0,4
OP_G2_Out_C	13	59,3	7,6	59,1	7,3	58,9	0,4
OP_G1_Out_B	13	59,3	5,4	59,1	4,5	58,9	5,8
OP_G4_Out_CA T_1_2	13	59,3	6,6	59,1	0,4		
OP_G3_Out_CA T_1_2	13	59,3	6,3	59,1	0,9		
OP_G2_Out_CA T_1	13	59,3	5,4	59,1	1,2		

* Retraso de tiempo en ciclos de onda a 60 Hz

Se implementan y simulan, en cada escenario, los EAC propuestos; los resultados se muestran en la Fig. 18.

4.7.2 EAC convencional

Para efectos de comparación se plantea el diseño de dos EAC convencionales, uno con umbrales de frecuencia fija y otro con ROCOF solamente, ambos con porcentajes fijos de carga, tal como se acostumbra en un SEP tradicional.

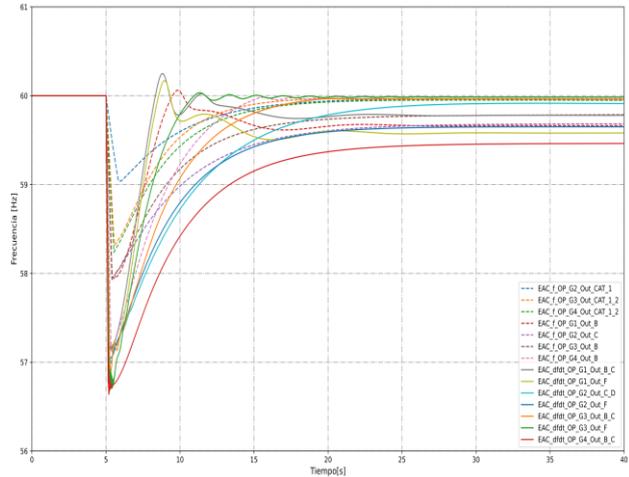


Figura 18: Evolución de la Frecuencia con EAC seleccionados

En la Tabla 10 se presenta el EAC convencional de frecuencia fija, donde los mismos parámetros se aplican a todas las contingencias. La evolución de la frecuencia para este esquema se presenta en la Fig. 19. Se observa que en los escenarios de bajo riesgo el EAC se comporta de manera adecuada, sin embargo, su desempeño es pobre para escenarios de medio y alto riesgo, ya que ocurre el colapso del sistema debido a los tiempos de actuación del esquema.

Tabla 10: EAC convencional con umbrales de frecuencia fija

Delay	f ₁ [Hz]	PL [%]	Delay	f ₂ [Hz]	PL [%]	Delay	f ₃ [Hz]	PL [%]
10	59,3	6,2	66	58,8	9,1	180	58,3	17,6

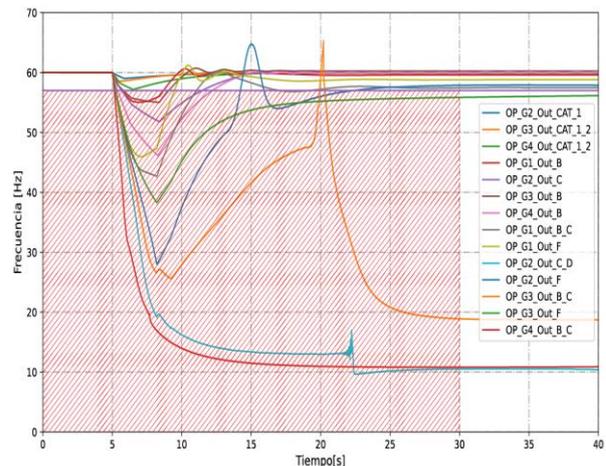


Figura 19: Evolución de la frecuencia con EAC convencional

De manera similar, se diseña un EAC tradicional con ROCOF que considera igual tiempo de retardo igual frente a los diferentes valores de df/dt y porcentaje fijo de desconexión de carga. Los parámetros del EAC se muestran en la Tabla 11 y la evolución de la frecuencia cuando se implementa este EAC se muestra en la Fig. 20.



Tabla 11: EAC con ROCOF y retraso constante

Delay [Ciclos]	ROCOF [Hz/s]	P_L [%]
13	23,78	36,3
13	15,81	32,2
13	13,97	36,3
13	12,97	25,8
13	12,41	30,2
13	12,31	26,5
13	12,07	30,9
13	8,59	15,8
13	5,98	18,7
13	5,17	16,7
13	5,09	16,7
13	3,68	7,6
13	3,13	6,4
13	1,32	3

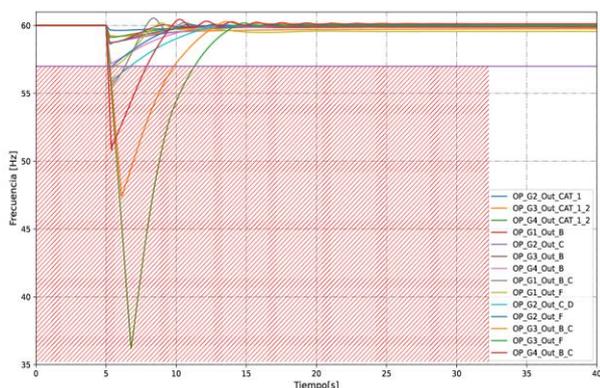


Figura 20: Evolución de la frecuencia con EAC convencional con ROCOF y retraso constante

Se observa que la frecuencia en los escenarios de alto riesgo ($12 \leq m \leq 25$) no consigue recuperarse dentro de márgenes operativos permitidos, esto se debe al tiempo de retardo de 13 ciclos, que es muy prolongado.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La aplicación de un EAC híbrido que emplea ROCOF para su activación, y porcentajes variables de carga a deslastrar junto con tiempos de retraso variables, es recomendable para sistemas aislados, que presentan escenarios de alto riesgo operativo, donde los tiempos de desconexión de carga pueden ser menores a los 4 ciclos. La aplicación de este tipo de esquemas a sistemas aislados que alimentan a campos petroleros es novedosa y en el presente artículo hace énfasis en las características únicas de los sistemas eléctricos petroleros como: priorización de cargas motóricas, disponibilidad limitada de interruptores, niveles de reserva en tanques de almacenamiento de fluido, generación eléctrica concentrada, etc.

Los EAC convencionales con frecuencia fija, como el mostrado en la Fig. 20, no tiene un buen desempeño para escenarios de alto y medio riesgo; en los casos más severos, el EAC no opera debido a los tiempos de retardo que posee. Por otro lado, los EAC convencionales con ROCOF y tiempo de retardo constante, como el mostrado en la Fig. 20, ocasiona que la frecuencia no se encuentre

dentro de rangos operativos. No obstante, se pueden realizar cambios en los tiempos de retardo con lo que se lograría que la frecuencia alcance valores dentro de márgenes operativos permitidos.

En cualquier caso, para un correcto diseño de EACBF es fundamental estimar la cantidad de generación perdida o el valor de la tasa de cambio de la frecuencia, en base a las cuales se determinarán la cantidad de carga a desconectar, según una lista de prioridad definida, y los tiempos de actuación del esquema.

Cabe indicar que el esquema propuesto no fue evaluado frente a otros fenómenos como cortocircuitos, sobrevoltajes, etc. Debe considerarse que, bajo ciertas condiciones, un cortocircuito puede conducir a una pérdida de generación o carga, y, de ser necesario debe ser parte del proceso de validación del esquema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, July 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [2] L. Sigrist, I. Egido, y L. Rouco, "A Method for the Design of UFLS Schemes of Small Isolated Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, núm. 2, pp. 951–958, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2174448.
- [3] Y. Xu., Y. Zhang, Z. Yang Dong, R. Zhang, "Intelligent Systems for Stability Assessment and Control of Smart Power Grids", Boca Raton FL, Taylor & Francis Group: CRC Press, 2021.
- [4] J. D. Glover, T. Overbye, y M. S. Sarma, Power System Analysis and Design. Cengage Learning, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://books.google.com.ec/books?id=KH5cGgAAQBAJ>
- [5] Pablo Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia". Universidad Carlos III de Madrid, sep. 21, 2008.
- [6] Hassan Bevrani, "Robust Power System Frequency Control", Power Electronics and Power Systems series, Springer, 2009.
- [7] W. Sánchez, N. Granda, F. Quilumba, "Methodology for Assessment and Improvement of Long-Term Voltage Stability of Electric Power Systems", 2019 IEEE Fourth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ETCM48019.2019.9014874
- [8] D. A. Aguas y J. W. Tamayo, "Esquema de alivio de carga óptimo por bajo voltaje para el Sistema Nacional Interconectado mediante Power Factory de Digsilent y programación En Matlab", jul. 2014,



Consultado: sep. 20, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7793>

- [9] S. S. Ladhani, W. Rosehart, "Under voltage load shedding for voltage stability overview of concepts and principles", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., 2004, pp. 1597-1602 Vol.2. doi: 10.1109/PES.2004.1373142.
- [10] H. Seifi, H. Delkhosh, "Model Validation for Power System Frequency Analysis", Springer Briefs in Energy, Springer, 2019.
- [11] Aqeel S. Jaber, "Hybrid Intelligent Methods for Parameter Identification and Load Frequency Control in Power System", PhD Thesis, University Malaysia Pahang, Nov, 2014.
- [12] Etap Company, "ETAP 19 User Manual". ene. 2020.
- [13] A. Pacheco, "Determinación de las Horas de Salida Forzada y Mantenimientos Programados en las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico del Ecuador", Revista Técnica "energía", Vol. 8, No 1 (2012), Pp. 37-43.



Nelson V. Granda.- Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2006 y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (Argentina), en el año 2015. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en varias instituciones del sector eléctrico y petrolero como: el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC.

Actualmente, se desempeña como parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real y aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofasorial (PMU).



Vinicio Noe Jácome.- Nació en Ambato, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2022. Sus actividades laborales las ha realizado en Pluspetrol Ecuador y Power Drone EC, relacionadas principalmente con diseño y

análisis de sistemas eléctricos que sirven al sector petrolero y aplicaciones de drones a los diferentes sectores productivos.

Hardware In The Loop Implementation for the Analysis of Frequency Control Scenarios in a Microgrid Using WAMS

Implementación de Hardware In The Loop para el Análisis de Escenarios de Control de Frecuencia en una Microrred Utilizando WAMS

 C.X. Lozada¹

 D.M. Panchi²

¹*Escuela Politécnica Nacional
E-mail: carlos.lozada@epn.edu.ec*

²*Operador Nacional de Electricidad CENACE
E-mail: dpanchi@cenace.gob.ec*

Abstract

This paper describes the methodology for the implementation and development of a system with frequency control functions of a microgrid in a real-time simulation environment. The method presented in this work has been developed using time domain simulation with HYPERSIM which is a software for high resolution electromagnetic transient analysis. The integration step used allowed to obtain the response of a solar panel with its controllers and inverters connected to a distribution network and a load. The response of the microgrid was integrated with the WAMS system of CENACE through the connection of a PMU equipment in the Hardware In The Loop architecture which uses the analog inputs and outputs of the simulation in real time, this development analyzes dynamically different operational and contingency scenarios of the microgrid, especially the frequency response to a generation disconnection event.

Index terms— Hardware In The Loop, Microgrid, Real Time Simulation, Frequency.

Resumen

El presente artículo describe la metodología para la implementación y desarrollo de un sistema con funciones de control de frecuencia de una microrred en un entorno de simulación en tiempo real. El método que se presentara en este trabajo ha sido desarrollado utilizando la simulación en el dominio en el tiempo mediante HYPERSIM que es un software para análisis de transitorios electromagnéticos con alta resolución, el paso de integración utilizado permitió obtener la respuesta de un panel solar con sus controladores e inversores conectados a una red de distribución y a una carga. La respuesta de la microrred se la integro con el sistema WAMS de CENACE mediante la conexión de un equipo PMU en la arquitectura Hardware In The Loop la cual utiliza las entradas y salidas analógicas de la simulación en tiempo real, este desarrollo analiza de forma dinámica diferentes escenarios operativos y de contingencia de la microrred, especialmente la respuesta de frecuencia ante un evento de desconexión de generación.

Palabras clave— Hardware In The Loop, Microrred, Simulación Tiempo Real, Frecuencia.

Recibido: 14-11-2022, Aprobado tras revisión: 16-01-2023

Forma sugerida de citación: Panchi, D.; Lozada, C. (2023). "Implementación de Hardware In The Loop para el análisis de escenarios de control de frecuencia en una Microrred utilizando WAMS". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 69-80

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.558>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

En [1] se define a una microrred, como un conjunto de cargas interconectadas y distribuidas, recursos energéticos con energía eléctrica que actúan con la red con la capacidad de conectarse y desconectarse lo que permite la operación en red y en isla. Se puede considerar como microrred a la red que cuenta con las siguientes características: a) Contar con límites eléctricos definidos, b) un control maestro para operar la generación distribuida y las cargas de manera que puedan comportarse como una sola entidad controlable.

Otra característica importante es que los recursos de energía distribuida DER (*Distribution Energy Resources*) deben contar con una capacidad superior a la carga máxima del sistema lo que permitiría desconectarse de la red publica lo que quiere decir en modo isla sin presentar eventualidades. Además, presentan la capacidad de regular y distribuir el flujo de electricidad. Las microrredes son más que una generación de respaldo ya que brindan beneficios mucho mas flexibles que la generación de reserva. [2]

Los componentes que conforman una microrred incluyen cargas, recursos de energía distribuida, control maestro, elementos de interrupción y distribución de energía inteligentes, elementos de protección, comunicación y automatización. [1]

En este sentido existe la necesidad de comprender los fenómenos que pueden ocurrir al realizar la integración de una microrred a la red principal, tanto ventajas que puedan ser explotadas como los inconvenientes que puedan aparecer y deban ser mitigados.

La integración los sistemas de energía modernos en diferentes plataformas modernas representan un gran desafío. En la actualidad los riesgos involucrados hacen referencia a la interconexión directa de subsistemas debido al mantenimiento y actualizaciones de las plataformas integradas.

Los enfoques modernos de diseño disminuyen los riesgos a través de el uso extensivo de simulación y tecnologías como simulación *Hardware in the loop* (HIL). Estas simulaciones permiten que la integración sea gradual disminuyendo costos que provienen del riesgo de inversión. HIL es una herramienta que permite el uso de prototipos analógicos, debido a que cuenta con límites de seguridad operacional de los dispositivos reales. [3]

Desde el invento de la primera unidad de medición fasorial PMU basada en el sistema de posicionamiento global (GPS) en 1988 la tecnología de fasores ha ido evolucionando durante las últimas décadas, durante este periodo se ha n propuesto e implementado varios

conceptos prometedores como el sistema de medición/ supervisión de área amplia (WAMS). [4]

En los últimos años el sistema de energía eléctrica experimenta grandes cambios debido a la inclusión de equipos avanzados, la expansión de la red de transmisión, distribución y la integración de varias fuentes de energía renovable.

Con la integración de nuevas fuentes de energía a la red convencional, el sector eléctrico se encuentra en una migración tecnológica, tanto en las redes de abastecimiento como en las herramientas de análisis. Por lo tanto, resulta necesario el estudio de las herramientas computacionales existentes y su capacidad de integración a elementos físicos de la red, para aprovechar la tecnología actual.

Es por este motivo que en el presente artículo se plantea la metodología de implementación de (HIL) la cual integra: equipos físicos en este caso una PMU, software de simulación en tiempo real (HYPERSIM) y la herramienta WAMS. Esta integración tecnológica permitirá realizar estudios que van de la mano con la evolución tecnológica del sistema eléctrico de potencia.

Uno de los fenómenos más críticos dentro de una microrred es la respuesta a la demanda y la presencia de reserva para garantizar que la frecuencia del sistema se encuentre dentro de los límites permitidos. En caso de una perturbación como la salida intempestiva de generación o carga, el control de frecuencia debe presentar una respuesta inercial y una respuesta primaria que ayude a la rápida estabilización.

El modelo propuesto es desarrollado para un monitoreo de área amplia en tiempo real mediante el sistema WAMS de CENACE con lo cual se puede capturar la respuesta tanto estacionario como dinámica del sistema, esto se logra mediante la inclusión de un punto de monitoreo mediante una PMU física marca SEL, este dispositivo actúa como un agente inteligente con capacidades de supervisión, control y protección distribuida. Finalmente, se realiza la monitorización del sistema en tiempo real aplicando una estimación precisa del estado de la microrred permitiendo así evaluar la estabilidad del sistema ante diferentes escenarios operativos

La estructura del presente artículo es la siguiente: en la sección 2 se presenta un estado del arte de las metodologías de simulación, en la sección 3 los estudios que pueden ser realizados con la ayuda de WAMS, en la sección 4 la afectación en la frecuencia en sistemas con penetración de energía renovable, en la sección 5 la implementación de HIL, en la sección 6 los resultados obtenidos y por último la sección 7 con las conclusiones.

2. TECNOLOGIAS DE SIMULACIÓN

Los simuladores de sistemas de potencia se pueden



clasificar de la siguiente manera, en función de su modo de funcionamiento:

2.1. Offline

La mayoría de los simuladores de sistemas de potencia están fuera de línea, lo que significa que las simulaciones se realizan en un computador los cuales proporcionan los resultados en un archivo de salida o en pantalla. En este tipo de simulación no existe una interacción con un equipo externo. Los modelos de los equipos y dispositivos analizados deben ser modelados dentro del simulador, una de las características más importantes es que la velocidad de simulación con ningún evento sucede en tiempo real.

2.2. Online

Los simuladores en línea interactúan e intercambian datos con un sistema en línea y se puede controlar la red eléctrica física real. Estos simuladores son empleados típicamente para estudios de estabilidad transitoria.

2.3. Tiempo real

La simulación digital en tiempo real (RTDS) de un sistema eléctrico se define como la reproducción de las formas de onda de las señales eléctricas de salida con la precisión deseada para de esta forma representar el comportamiento del sistema eléctrico real que se está modelando. Para lograr este objetivo, un simulador digital en tiempo real necesita resolver las ecuaciones del modelo para un paso de tiempo dentro del mismo tiempo en el reloj del mundo real [5], [6].

En función del paso de tiempo requerido para realizar el cálculo de las salidas de estado del sistema modelado para cada paso de tiempo pueden darse dos situaciones [7]:

Si el tiempo de ejecución (T_e) de la simulación es igual al paso de tiempo seleccionado, se considera que la simulación es en tiempo real. Si el tiempo de ejecución (T_e) de la simulación es mayor que el tamaño del paso de tiempo para uno o más pasos de tiempo, se produce un sobrepaso de tiempo y la simulación se considera fuera de línea.

La Figura 1 ilustra los tipos de simulación antes mencionados dependiendo del tiempo de ejecución de la simulación:

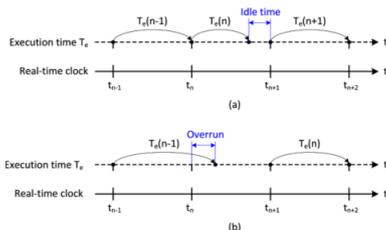


Figura 1: a) Simulación en Tiempo Real; b) Simulación Fuera de Línea [3]

Las características más relevantes de los simuladores en tiempo real son las siguientes:

- El hardware debe estar compuesto de múltiples procesadores que operan en paralelo para de tal forma crear una plataforma de ejecución de simulación en tiempo real de una manera distribuida en cuanto a procesamiento computacional.
- Se utiliza un computador central en el cual se prepara y compila el modelo para luego cargarlo a la plataforma de procesamiento distribuido, este computador también es utilizado para supervisar los resultados de la simulación en tiempo real.
- Terminales y tarjetas que permitan disponer de entradas y salidas (I/O) físicas que permiten interactuar a la simulación con el hardware externo.
- Una red de comunicaciones para intercambiar datos entre diferentes dispositivos, plataformas, sistemas o softwares de tal manera de integrar una serie de funciones que permitan disponer de múltiples objetivos dentro de la simulación.

Adicionalmente la simulación digital en tiempo real permite tener un enfoque que permite integrar varios conceptos dentro del modelo como el de integrar la simulación con su contraparte física, permitiendo implementar un desarrollo de un circuito cerrado de retroalimentación en un entorno virtual con un entorno físico permitiendo ofrecer una plataforma de diseño y verificación de sistemas integrados.

Una simulación en tiempo real Hardware In The Loop (RTHIL) se refiere a una plataforma en la cual la simulación interactúa con componentes físicos reales. La simulación RTHIL se utiliza a menudo para comprender el comportamiento o funcionamiento de un dispositivo real cuando se lo integra al sistema eléctrico o a su vez permite la interacción entre la simulación de la red un sistema de monitoreo y análisis a través de dispositivos de medida y control. [8].

Todo el diseño de la plataforma de simulación RTHIL se basa en la configuración híbrida de simulación (software) y hardware (conexiones físicas) y su interconexión a través de señales analógicas y digitales de entrada/salida (I/O).

La flexibilidad de un simulador digital en tiempo real permite la configuración e integración de la simulación y el comportamiento del hardware conectado. La Figura 2 muestra el concepto y arquitectura básica de una simulación RTHIL en la que la señal de referencia obtenida en el sistema simulado se aplica a los terminales del hardware real a través de una salida analógica, y la corriente medida en el circuito del hardware se regresa a la simulación como señal de retroalimentación [9].



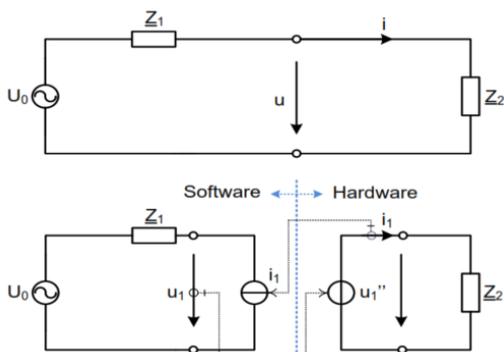


Figura 2: Configuración Básica de la Simulación RTHIL [3]

Dentro del procedimiento de diseño de un sistema de protección o un dispositivo de control es importante realizar una prueba mediante RTHIL la cual ayudara a transferir el diseño del modelo a la implementación final del hardware, este procedimiento incluye la simulación de software y la prueba de hardware mediante un lazo de control.

3. SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE ÁREA Ampla (WAMS)

Las redes de los sistemas de potencia pueden considerarse las mas amplias de la actualidad lo cual provoca que se enfrenten a grandes desafíos de ingeniería que deben ser superados.

El crecimiento de las redes de generación y transmisión esta limitado debido a las restricciones sociales que evitan la construcción de nuevas plantas, subestaciones, líneas, así como cualquier otra instalación de gran volumen, considerando estos factores la optimización de recursos disponibles se vuelve imprescindible para llevar la operación del sistema eléctrico a sus limites de estabilidad y seguridad [10].

El suministro continuo de energía eléctrica es muy esencial para la vida humana moderna que se da por sentado hasta que, inesperadamente y sin previo aviso, ocurre un apagón, lo que resulta en una interrupción completa del suministro de energía en un área o regiones enteras. La mayoría de estos incidentes de apagón son provocados por disparos en cascada debido a las fallas de cortocircuito, sobrecarga, mal funcionamiento del equipo y otras perturbaciones externas como tormentas eléctricas, malas condiciones climáticas y accidentes de incendio. [10]

3.1. Aplicaciones WAMS

Las funciones que dispone el WAMS se pueden clasificar en funciones básicas y avanzadas las cuales se describen a continuación.

3.1.1. Plataforma integrada de datos fasoriales

El principal objetivo de esta función es recopilar y sincronizar fasores de PMU distribuidas y otras centrales de nivel inferior para organizar los fasores obtenidos en tiempo real y bases de datos históricas ofreciendo una interfaz de datos estándar para otras funciones.

3.1.2. Análisis y monitoreo dinámico de área amplia

Esta función proporciona varias herramientas básicas que permiten observar la red eléctrica de forma global y dinámica. Estas herramientas corresponden a:

- Gráfico. – Analítico que ofrece acceso gráfico de la dinámica del sistema, así como las curvas bidimensionales basadas en el tiempo, diagrama de fasores de coordenadas polares, perfil de voltaje.
- Tabla. – estadística presenta información resumida del sistema en hojas de cálculo. El sistema de alerta verifica automáticamente los limites de violación de los límites de operación

3.1.3. Registro y reproducción de perturbaciones sincronizadas

La sincronización se logra naturalmente entre las PMU y la estación central. En segundo lugar, la función está organizada globalmente, lo que significa que:

- La acción de grabación puede ser iniciada por eventos o comandos tanto locales como remotos
- Se puede implementar un esquema de activación integral con la información global en la estación central;
- Los datos registrados se pueden centralizar fácilmente para reconstruir una visión global del evento.

3.1.4. Monitoreo del estado de operación del generador

Es de gran importancia la operación del sistema y la evaluación de la estabilidad relacionada con la operación de los generadores.

Esta función emplea los datos fasoriales medidos dinámicamente y algunos conocimientos previos de los generadores para producir el gráfico "P-Q"

3.1.5. Análisis de oscilación de baja frecuencia en línea

Debido al aumento en gran escala de la red eléctrica la oscilación de energía de baja frecuencia entre áreas se está convirtiendo en un problema en varios sistemas

interconectados. Esta función permite realizar una investigación profunda para la detección de oscilación para explorar la dinámica de cantidades sensibles como: flujo de potencia, ángulos de potencia y oscilaciones de potencia. Se emplea un algoritmo para realizar análisis detallados como obtener información detallada de frecuencia, coeficientes de amortiguamiento, generadores o buses relacionados.

3.1.6. Estimación de estado híbrido

Esta función consiste en realizar una combinación de los datos obtenidos de los sincrofasores con las mediciones tradicionales que permite mejorar la velocidad y la precisión de la estimación de estado. Para lograr esto, el algoritmo tradicional se modifica para lograr una estimación de estado híbrida que pueda considerar mediciones de diferentes tipos, precisiones y diferentes tasas de actualización.

3.1.7. Toma de decisiones previas en línea

En base al esquema de control de emergencia, cuando un sistema de energía sufre una falla importante y se enfrenta a condiciones peligrosas, el control de emergencia actúa para deslazar carga y disparar generadores, con la finalidad de regresar a un punto estable. Debido que este procedimiento debe responder de forma inmediata, se debe preparar un esquema de control detallado con anticipación. Esta función dispone de un tiempo de simulación más rápido que el tiempo real y la evaluación de la estabilidad en línea se realizan en función de los datos de operación proporcionados por el sistema WAMS.

3.1.8. Predicción y alarmas de estabilidad del ángulo de potencia

En WAMS, el ángulo del rotor de los generadores y el ángulo de fase de los voltajes de barra se miden directa y sincrónicamente en lugar de estimarse a partir de otras cantidades. Por lo tanto, en la estación central está disponible una vista global y dinámica de los ángulos de potencia, que presenta medios útiles para comprender el estado del sistema. En esta función, se desarrollan algoritmos avanzados para utilizar datos de ángulo para evaluar y predecir la estabilidad del ángulo del rotor del sistema observado.

3.1.9. Identificación de perturbaciones en línea

Esta función logra la detección, identificación y ubicación en tiempo real de diversas perturbaciones o fallas. Teniendo en cuenta que las PMU no han cubierto todos los nodos, no siempre se puede realizar una identificación y ubicación precisas. En estos casos, se proporcionará una lista de perturbaciones probables y un área aproximada para que los operadores del sistema

tomen medidas adicionales. El resultado de esta función también se puede utilizar para activar esquemas de protección especiales.

3.1.10. Monitoreo dinámico de estabilidad de voltaje

WAMS proporciona una imagen completa y en movimiento de los voltajes del sistema. Esto es muy valioso para una estrecha supervisión de los transitorios de tensión. En esta función, se pueden detectar picos y caídas de tensión de barra tanto de corta como de larga duración. Además, la dinámica de voltaje está asociada con la variación del flujo de potencia para implementar algunos índices de estabilidad de voltaje estáticos y dinámicos para dar una indicación de qué tan lejos está el sistema de la inestabilidad de voltaje.

3.1.11. Identificación de modelo/parámetro

La identificación precisa del modelo es esencial para el análisis y control del sistema de potencia. Sin embargo, debido a la enorme cantidad de componentes en el sistema de energía y sus características variables en el tiempo, adquirir el modelo y los parámetros precisos es una tarea extremadamente difícil.

En esta función, se emplean mediciones dinámicas y de área amplia para identificar los modelos y parámetros de generadores, líneas de transmisión, cargas y otros dispositivos en los sistemas de energía. El resultado de esta función se comparó con el obtenido por el equipo de identificación de modelo y parámetro local en el proyecto WAMS de la red eléctrica del noreste de China. [11]

3.1.12. Control automático de voltaje

El objetivo del regulador automático de voltaje es obtener una distribución de VAR óptima entre generadores, compensadores de derivación y otros reguladores mientras se mantienen dentro de los límites permitidos.

En este control automático de voltaje basado en WAMS, el problema de optimización global se resuelve en función de toda la información de los voltajes de los nodos, las generaciones de VAR y los flujos de potencia reactiva. En pequeños intervalos de tiempo el esquema de control se actualiza y luego se envía a los diversos dispositivos de regulación.

4. COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA EN PRESENCIA DE ENERGÍAS RENOVABLES

Uno de los problemas más preocupantes en el diseño, operación y control de micro redes es el problema de estabilidad debido al desequilibrio en entre generación y carga. En los sistemas eléctricos tradicionales (sistemas basados en generador sincrónico), la inercia y amortiguamiento propio de los



generadores sincrónicos presentan un papel importante en la regulación de la estabilidad de la frecuencia durante la contingencia [12].

La relación entre carga, potencia de generación, inercia del sistema y amortiguamiento se define mediante la siguiente ecuación de oscilación

$$\Delta P_m - \Delta P_L = 2Hs(\Delta f) + D(\Delta f) \quad (1)$$

Donde:

ΔP_m: Cambio de potencia mecánica del generador sincrónico

ΔP_L: Cambio de potencia de carga

Δf: Desviación de la frecuencia del sistema

H: Inercia del sistema

D: Amortiguamiento del sistema

f: Frecuencia del sistema

Para la regulación de frecuencia a un valor nominal frente a una contingencia, existen 3 etapas de regulación principales: regulación de inercia, regulación primaria, y regulación secundaria.

En los últimos años los generadores sincrónicos dentro de las microrredes han sido reemplazados por fuentes de energía renovables basadas en inversor/convertidor. En este sentido la respuesta de inercia del sistema y la amortiguación disminuyen significativamente.

Centrándose en la respuesta inercial del sistema, la potencia de inercia almacenada (Energía cinética) en los rotores de los generadores síncronos contrarrestará el desequilibrio a través del control de inercia hasta que el control primario se active por completo, la relación entre inercia de los generadores síncronos y la microrred se determina como [12]:

$$H = \sum_i \frac{H_{SGi} S_{SGi}}{SMG} \quad (2)$$

Donde:

SSG: Potencia nominal del generador sincrónico

SMG: Potencia nominal de la microrred

Como consecuencia la tasa de cambio de la frecuencia aumenta lo que se refleja en una mayor caída de la frecuencia, inestabilidades del sistema y en el peor de los casos podría presentar un apagón en cascada. En la Figura 3 se puede apreciar como la caída de la frecuencia es mucho más rápida en presencia de alta penetración de generación renovable con baja inercia, debido a este fenómeno existe la posibilidad que las

unidades de control primario y secundario no sean suficientes para contrarrestar la contingencia [12].

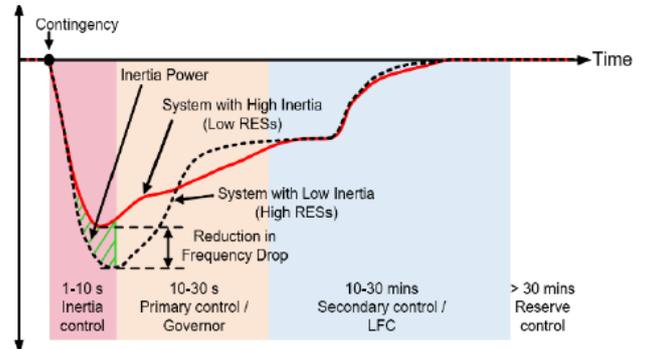


Figura 3: Respuesta de Frecuencia en Presencia de Energías Renovables [12]

5. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO

En esta sección se detalla la implementación del modelo de una microrred integrada bajo una plataforma RTHIL y el sistema WAMS de CENACE en donde se analiza diferentes escenarios de perturbaciones que afectan a la red y así poder comprobar el comportamiento de los controladores y elementos de la microrred y su aporte a la estabilidad de frecuencia.

El sistema de la microrred se ha modelado en el software para análisis de transitorios electromagnéticos HYPERSIM el cual también constituye una plataforma de simulación en tiempo real de la marca OPAL-RT. El modelo utilizado consiste en un sistema de generación fotovoltaico con su sistema de control conectado a un alimentador de distribución con cargas activas y reactivas.

El sistema fotovoltaico tiene una potencia nominal de 750 kW y un enlace de 1050 Vdc, el sistema cuenta con un conjunto fotovoltaico, un inductor de acoplamiento, un transformador elevador, un convertidor elevador y un inversor. Está conectado a un sistema de distribución trifásico simplificado de 22,9 kV y 60 Hz. El panel fotovoltaico cuenta con un conjunto fotovoltaico que está conectado a un inversor a través de un convertidor DC-DC.

El modelo antes detallado se muestra en la Figura 4 como un diagrama unifilar en el ambiente de simulación de HYPERSIM y la ubicación de la PMU en el modelo, la cual servirá para realizar el análisis en el sistema WAMS:

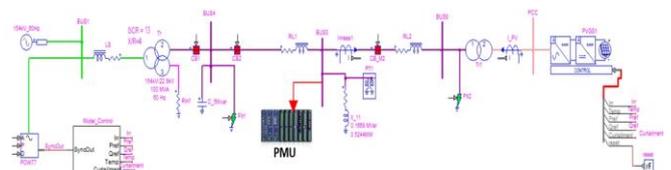


Figura 4: Modelo fotovoltaico conectado a un sistema de distribución y carga

5.1. Implementación RTHIL

La configuración implementada de la plataforma RTHIL consiste en los siguientes elementos:

- Simulador y tarjeta OPAL-RT series 5600.
- Amplificador de señal Omicron CMS-156.
- PMU- IED SEL RTAC
- Antena para posicionamiento global (GPS)
- Sistema WAMS
- Ordenador personal (PC) para análisis e interfaz hombre- maquina.

Para conectar la PMU- IED RTAC con las salidas analógicas de OPAL-RT se necesita realizar una etapa de amplificación para aumentar las señales analógicas a los niveles requeridos por el IED en este contexto se utiliza un amplificador de señales de marca Omicron que permite elevar las señales de bajo nivel DE +/- 7 V a una tensión de hasta 120V y una corriente de hasta 1 A.

Una vez realizada la etapa de amplificación estas señales se conectan al PMU y esta a su vez es sincronizada en tiempo mediante un GPS quien coordinara un tiempo para estampar los valores estimados. Finalmente, los datos son enviados mediante el protocolo IEEE C37.118 al sistema WAMS de CENACE.

Para la implementación de esta arquitectura es necesario realizar el re-escalado de las entradas de la PMU para que el nivel de la señal enviada sea la misma que la del modelo de simulación, adicionalmente se ajustan manualmente limitadores dentro de la simulación para evitar sobrevoltajes o sobre corrientes dentro de la etapa de amplificación.

La validación de las magnitudes fasoriales durante el estado estacionario y el estado dinámico se logró mediante la comparación de las señales dentro de una ventana de tiempo tanto en la simulación como en el sistema WAMS.

En la Figura 5 se muestra la arquitectura RTHIL utilizada para la simulación de la microrred:

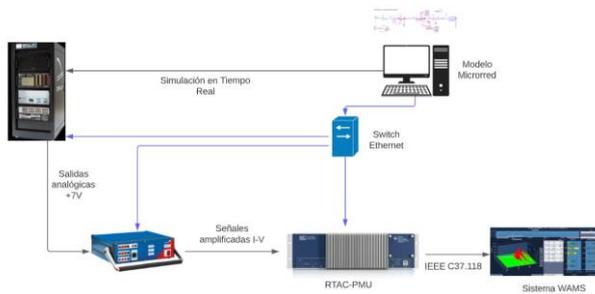


Figura 5: RTHIL en modo de microrred

5.2. Integración con el sistema WAMS de CENACE

Con base a la implementación e integración del modelo de simulación en tiempo real con el equipo PMU- IED RTAC, se realiza el envío de datos sincrofásicos con un muestreo de 60 muestras por segundo mediante el protocolo de comunicaciones IEEE C37.118 al concentrador de datos sincrofásicos (PDC), el cual permite utilizar las aplicaciones WAMS y la interfaz gráfica WAProtector.

La interfaz gráfica del sistema WAMS permite observar en tiempo real las variables eléctricas enviadas desde el modelo de la microrred mediante gráficos en función del tiempo o gráficos polares.

La metodología propuesta basada en RTHIL utiliza el modelo de la microrred antes detallada y que ha sido simulada en el software HYPERSIM para procesar todas las medidas que serán parte de la entrada al sistema WAMS de tiempo real. En consecuencia, otros datos como las magnitudes fasoriales, ángulos de potencia, consumos de potencia activa/reactiva, frecuencia y desviación de frecuencia se estiman.

Conforme [13], se diseña un diagrama de flujo operativo para representar la secuencia de las funciones requeridas y la integración de los componentes de software y hardware como indica la Figura 6.

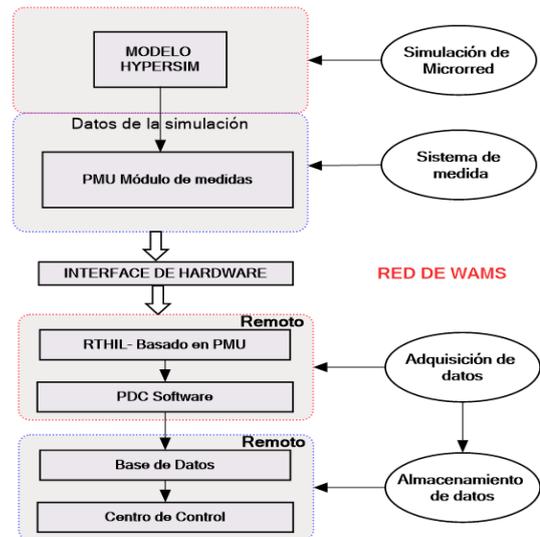


Figura 6: Diagrama de flujo operativo de la red WAMS

La microrred modelada proporciona los datos necesarios para las PMU basadas en RTHIL a través del sistema de adquisición de datos de la interfaz de hardware. A continuación, los datos procesados se adquieren utilizando el concentrador de datos fasoriales (PDC). Finalmente, los datos entregados se almacenan y analizan, esto sirve para supervisar el estado de la red mediante WAMS y tomar la decisión de control adecuado.



5.3. Uso de módulo de detección de rangos de WAProtector

Una vez que se cuenta con la información en tiempo real del modelo de microrred dentro del sistema WAMS, se implementa una herramienta de análisis disponible dentro del software WAProtector. El módulo que se aplicará para el presente trabajo es el detector de dos deltas que se utiliza para la detección de dos cambios sucesivos del valor de control en la misma dirección como se muestra en la Fig. 7:

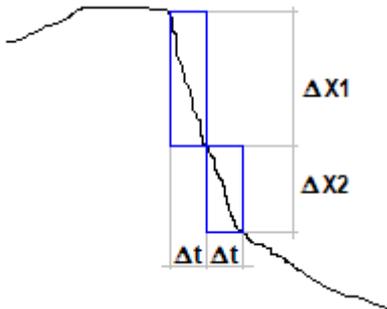


Figura 7: Detector de dos deltas

La señal de entrada al módulo es la señal de frecuencia de la barra 3, si esta señal sufre un cambio de valor superior a un límite delta dentro de una ventana de tiempo definida, se activará la primera alerta dentro de la cual se podrá realizar alguna acción de control. Si el desvío de valor persiste, el evento es monitoreado dentro de la misma ventana de tiempo y si excede el valor del límite delta 2 se activa la alarma para que el operador tome las acciones correspondientes ante la posibilidad de un colapso de la red por baja o sobre frecuencia.

En la Figura 8 se muestra la implementación de esta herramienta dentro de la interfaz gráfica de WAProtector donde el operador puede observar el comportamiento dinámico de las variables de frecuencia, desviación de frecuencia y la activación de las alertas y alarmas para cada rango definido.



Figura 8: Interfaz gráfica herramienta detector de rangos.

5.4. Coherencia entre la Respuesta de Simulación y la Respuesta de Monitoreo WAMS

Para verificar que las señales obtenidas mediante simulación y las estimadas por la PMU que es monitoreada por el sistema WAMS mantienen concordancia en sus respuestas, se ha propuesto un evento de desconexión de la red de distribución en el tiempo de 5 segundos y posterior reconexión a los 5.3 segundos. La respuesta obtenida como resultado del evento tanto en HYPERSIM como en WAPROTECTOR se presentan en: Figura 9 y Figura 10 respectivamente.

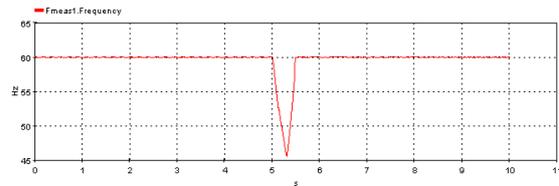


Figura 9: Respuesta de Frecuencia HYPERSIM



Figura 10: Respuesta de Frecuencia WAMS

Se extrajeron los datos de simulación y monitoreo del evento, para la tabulación y comparación. Es necesario considerar que el paso de muestreo deben coincidir para poder realizar el análisis.

Para fines del presente artículo resulta necesario conocer la respuesta de frecuencia que interviene en el cálculo del ROCOF. En la Figura 11 se presenta las señales de análisis: en azul la respuesta del simulador y en rojo la respuesta del sistema WAMS.

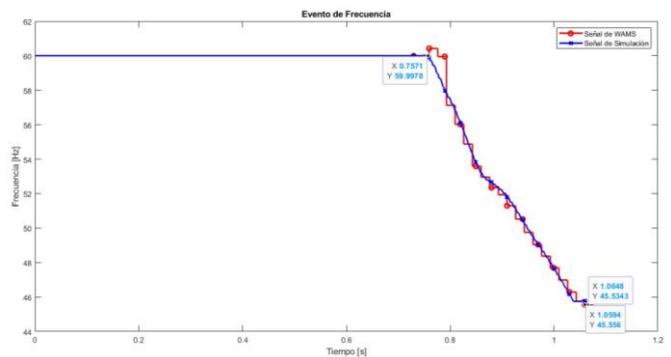


Figura 11: Comparación de señales

En la Tabla 1 se muestra un conjunto de valores que ayudan a conocer el error presente entre la simulación y los estimados por la PMU que es monitoreada por el

sistema WAMS. Tabla que permite observar que el error relativo es muy pequeño, dando fiabilidad a la implementación.

Tabla 1: Tabulación de Errores de la Comparación de Señales

	Simulación	WAMS	Error Relativo [%]
Punto mínimo de frecuencia [Hz]	45.53	45.56	-0.047633
ROCOF [Hz/s]	-47.01	-47.78	-1.60735
Puntos de frecuencia de comparación [Hz]	59.98	60	-0.033333
	60.42	59.90	0.868113
	59.94	57.96	3.416149
	56.02	56.10	-0.14260
	53.58	53.84	-0.482912
	52.35	52.66	-0.588682
	51.30	51.78	-0.926998
	50.52	50.50	0.039603
	49.04	49.03	0.020395
	47.69	47.64	0.104953
46.29	46.15	0.303358	

6. RESULTADOS

La implementación de HIL se realiza considerando un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica la cual alimenta una carga. El dispositivo físico conectado a la simulación es una PMU que se ubica en la barra 3, equipo que estima los fasores de voltaje y corriente a partir de datos obtenidos de la simulación en tiempo real y los envía al sistema WAMS como se muestra en la Figura 12.

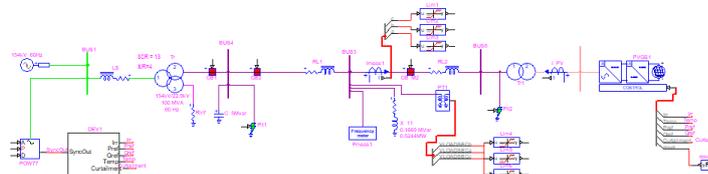


Figura 12: Microrred empleada para el estudio

6.1. Salida del sistema fotovoltaico

Para simular la salida del sistema fotovoltaico se realiza un evento en el disyuntor CB M2 con desconexión a los 5s y una reconexión a los 5.2s. En la Figura 13 se puede observar los resultados obtenidos en el sistema WAMS de frecuencia, voltaje y corriente frente a un evento de salida de generación distribuida.



Figura 13: Frecuencia, Voltaje y Corriente obtenida de WAMS

En las Figs. 14, 15 y 16 se puede observar los resultados de frecuencia, voltaje y corriente respectivamente obtenidos de HYPERSIM, en este software se observan las señales en función del tiempo, mientras que en WAMS se las observa con sus valores RMS, considerando estas características se puede identificar la similitud entre simulación y datos obtenidos por la PMU física integrada al WAMS.

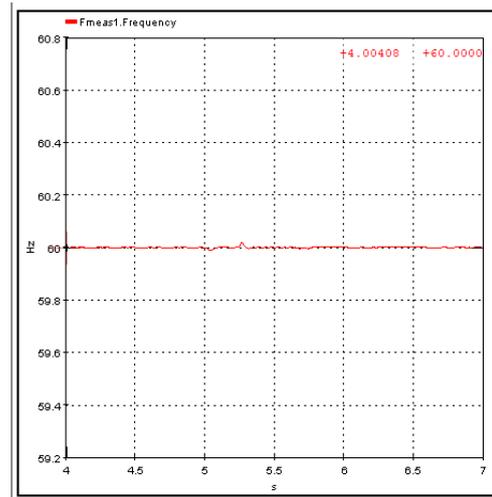


Figura 14: Frecuencia obtenida de HYPERSIM

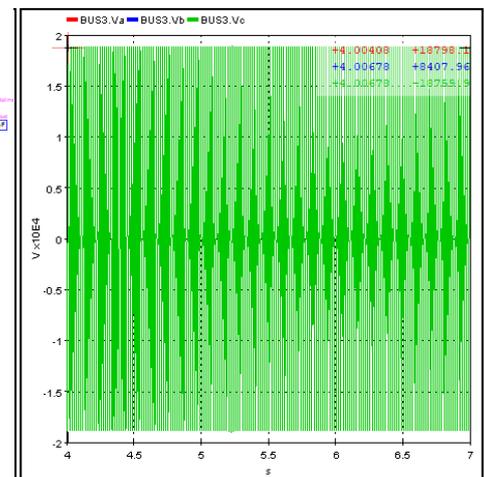


Figura 15: Voltaje obtenido de HYPERSIM



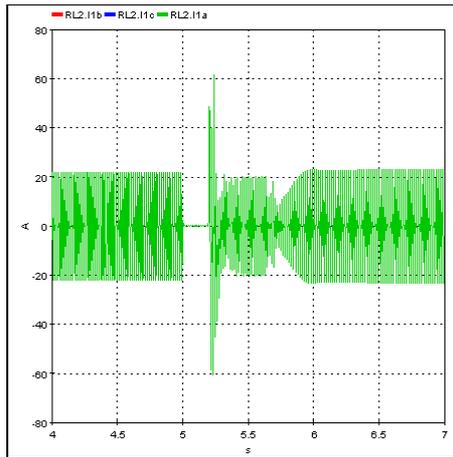


Figura 16: Corriente obtenida de HYPERSIM

6.2. Variación de parámetros del sistema fotovoltaico

Para simular este evento se plantean variaciones de referencia de potencia activa y reactiva tal como se muestra en la Figura 17, además de variaciones de temperatura e irradiación observadas en la Figura 18, estos eventos afectan directamente a la generación fotovoltaica. De igual manera que el caso anterior se puede encontrar la similitud entre los resultados obtenidos mediante la PMU física y las simulaciones de HYPERSIM como se muestran en las Figs. Figura 19, Figura 20, Figura 21 y Figura 22.

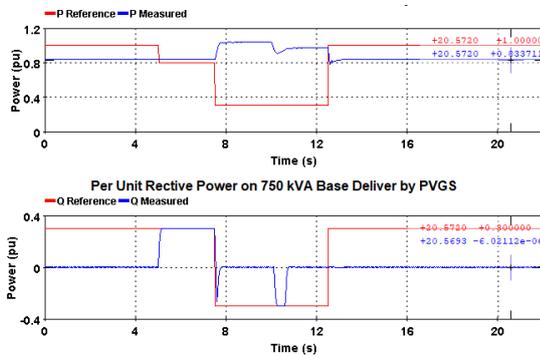


Figura 17: Evento de variación de potencia activa y reactiva

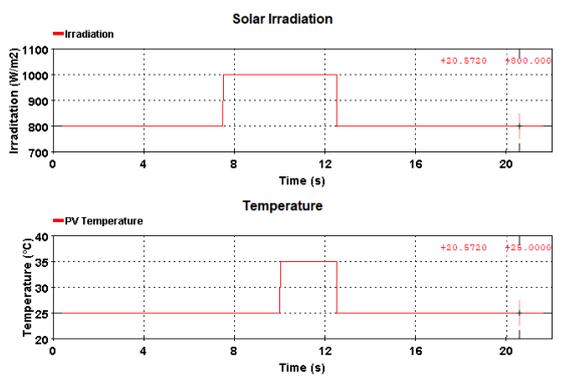


Figura 18: Evento de variación de irradiancia y temperatura



Figura 19: Frecuencia , voltaje y corriente obtenida de WAMS

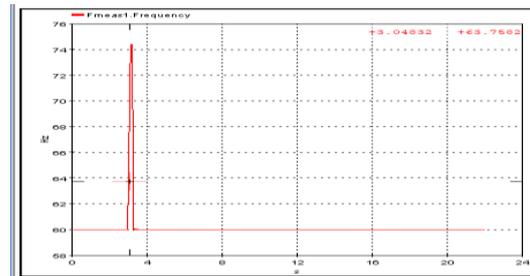


Figura 20: Frecuencia obtenida de HYPERSIM

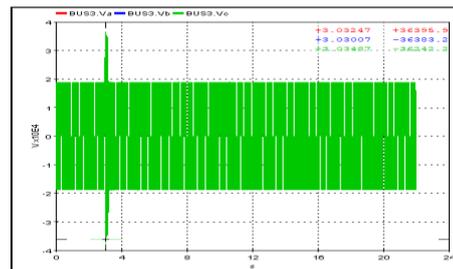


Figura 21: Voltaje obtenido de HYPERSIM

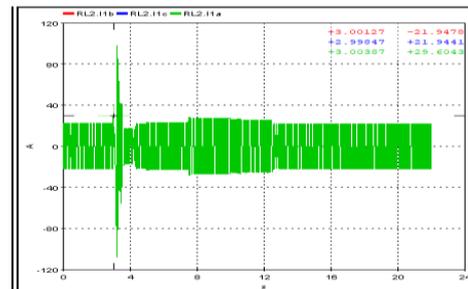


Figura 22: Corriente obtenida de HYPERSIM

6.3. Aporte del sistema fotovoltaico ante un evento de frecuencia

Con el fin de analizar la respuesta del sistema fotovoltaico específicamente del convertidor elevador y del inversor ante un evento de frecuencia, dentro de la simulación se realiza un evento de desconexión de carga (10 MW, 1 Mvar) en el bus 3. Ante este evento se puede observar las variables de frecuencia y la respuesta del sistema fotovoltaico en la Figura 23 y Figura 24.



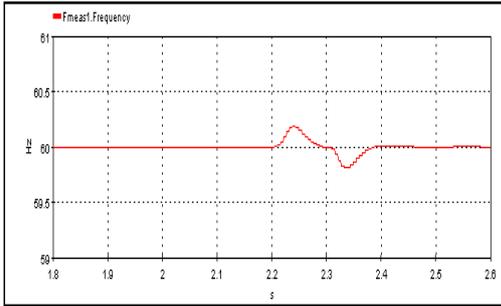


Figura 23: Frecuencia del sistema ante desconexión de carga

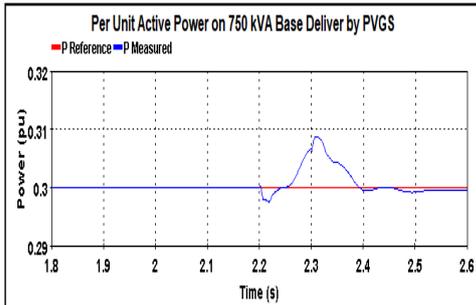


Figura 24: Potencia activa aportada por la red

Como se puede apreciar el sistema fotovoltaico se encuentra generando en condiciones estacionarias una potencia base de 0.225 MW una vez que ocurre el evento de desconexión de carga la potencia entregada por el sistema baja a 0.2175 MW conforme los tiempos detallados en la Tabla 2, aportando en parte a la estabilidad de frecuencia.

Tabla 2: Aporte de potencia sistema fotovoltaico

Duración del evento Δt [ms]	Tiempo de aporte del inversor Δt [ms]	Potencia aportada por el inversor [kW]
100	54	7,5

Se denota, además, que el mayor aporte del inversor lo realiza para mantener el voltaje en el punto común de acoplamiento conforme la Figura 25. Esto sucede debido a las características del inversor seleccionado para el modelo.

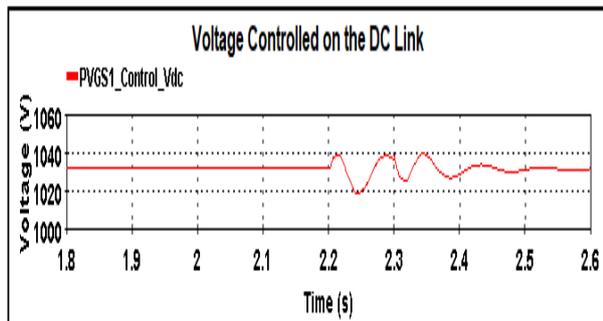


Figura 25: Control de voltaje

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este artículo resume una metodología para la implementación y desarrollo de una simulación en tiempo real mediante la arquitectura Hardware In The Loop para una microrred. El objetivo principal de esta implementación es destacar el uso de las últimas tecnologías, el diseño y nuevos métodos utilizados para pruebas de elementos físicos de control y protección para aplicaciones en microrredes. Pudiendo de esta forma realizar diferentes escenarios de estudio dentro del modelo como se realizó en el presente trabajo para analizar los fenómenos de estabilidad de frecuencia mediante el sistema WAMS.

El enfoque metodológico de la simulación en tiempo real Hardware In The Loop se justifica dado que da un valor agregado en las pruebas avanzadas de los sistemas de energía, además la alta complejidad en realizar un estudio de una microrred integrando un sistema de tiempo real permite disponer de mejores posibilidad para el diseño de esquemas de protección y control, así como puede permitir realizar una mejor planificación a la hora de ingresar generación no convencional intermitente dentro de los sistemas de distribución.

Se recomienda el uso de esta metodología para realizar el estudio de planificación y esquemas de control y protección ante la inclusión de generación distribuida, de esta forma se podrán probar la actuación y consecuencias de la implementación de los equipos físicos dentro de un ambiente de pruebas controlado.

Fortalecer la integración entre software y hardware permitirá explotar las herramientas que dispone WAMS, así como la evaluación del ingreso de equipos físicos sin necesidad de instalarlos en sitio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei and S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review," in IEEE Access, vol. 3, pp. 890-925, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [2] S. K. Sahoo, "Renewable and sustainable energy reviews solar photovoltaic energy progress in India: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59. Elsevier BV, pp. 927-939, jun. 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.049.
- [3] G. Lauss, M. O. Faruque, K. Schoder, C. Dufour, A. Viehweider, y J. Langston, "Characteristics and Design of Power Hardware-in-the-Loop Simulations for Electrical Power Systems", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 63, n. ° 1. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), pp. 406-417, ene. 2016. doi: 10.1109/tie.2015.2464308.

- [4] C. Dufour, Z. Soghomonian, y W. Li, "Hardware-in-the-Loop Testing of Modern On-Board Power Systems Using Digital Twins", 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM). IEEE, jun. 2018. doi: 10.1109/speedam.2018.8445302
- [5] P. M. Menghal and A. J. Laxmi, "Real time simulation: Recent progress & challenges," proc. Int. Conf. Power, Signals, Control. Comput., pp. 1-6., 2012
- [6] W. D. T. Berry, A. R. Daniels, "Real time simulation of power system transient behaviour," Proc. 3rd Int. Conf. Power Syst. Monit. Control, pp. 122-127, 1991.
- [7] M. O. Faruque et al., "Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis," IEEE Power Energy Technol. Syst. J., vol. 2, no. 2, pp. 63-73, 2015.
- [8] J. Wu, Y. Cheng, A. K. Srivastava, N. N. Schulz, and H. L. Ginn, "Hardware in the Loop test for power system modeling and simulation," 2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2006 - Proc., pp. 1892-1897, 2006.
- [9] G. F. Lauss, M. O. Faruque, K. Schoder, C. Dufour, A. Viehweider, and J. Langston, "Characteristics and design of power hardware-in-The-loop simulations for electrical power systems," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 63, no. 1, pp. 406-417, 2016.
- [10] H. Haes Alhelou, A. Y. Abdelaziz, y P. Siano, Eds., Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security. Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-54275-7.
- [11] X. Xie and Y. Xin, "WAMS Applicatios in Chinese Power Systems", IEEE power & energy magazine, 2006.
- [12] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, D. Turschner y H.-P. Beck, "Enhanced Virtual Inertia Control Based on Derivative Technique to Emulate Simultaneous Inertia and Damping Properties for Microgrid Frequency Regulation", IEEE Access, vol. 7, pp. 14422-14433, 2019
- [13] M. Amin, S. Member, A. Al-durra, and W. Elmannai, "Experimental Validation of High Performance HIL-based Real-time PMU Model for WAMS," vol. 9994, no. c, 2020



David Panchi Vergara. - Nació en Quito, en 1992. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2017, realizó sus estudios primarios y secundarios en la Unidad Educativa Borja 3 Cavanis. 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, 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, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.

Forecasting Models of Solar Radiation and Air Temperature through Recurrent Neural Network

Modelos de Predicción de Radiación Solar y Temperatura Ambiente mediante Redes Neuronales Recurrentes

 A. Cuesta¹  J. Constante¹  D. Jijón¹

¹Instituto de Investigación Geológico y Energético, Quito, Ecuador
E-mail: manuel.cuesta@geoenergia.gob.ec; jessica.constante@geoenergia.gob.ec;
juan.jijon@geoenergia.gob.ec

Abstract

The aim of this study is to compare two architectures of recurrent neural networks of Elman and Jordan (RNRE and RNRJ), focus on the forecasting for two days of solar radiation and air temperature. The inputs of the forecasting model are meteorological variables as wind speed, atmospheric pressure, relative humidity and precipitation. The Research Institute for Geology and Energy of Ecuador provided the data of three meteorological stations situated in the provinces of Pichincha and Tungurahua for neural network training, validation and forecasting stages. Each network was trained with three different learning functions: backpropagation, backpropagation momentum and resilient propagation. The results shows the statistical parameters, Person correlation, mean square error and forecasting behavior on graphics for air temperature and solar radiation, according to RNRE and RNRJ model. This work shows correlation index greater than 0,9 in the validation stage. In the forecasting stage, the correlation index is higher than 0,8 and the mean square error shows values less than 0,02 kW for solar radiation and 2 °C for air temperature.

Index terms— Forecasting, recurrent neural network, learning function, artificial intelligence.

Resumen

El objetivo de este estudio es comparar dos arquitecturas de redes neuronales recurrentes de Elman y Jordan (RNRE y RNRJ), enfocadas en predicción de dos días de radiación solar y temperatura ambiente. Las entradas del modelo de predicción son variables meteorológicas como velocidad del viento, presión atmosférica, humedad relativa y precipitación. El Instituto de Investigación Geológico y Energético proveyó los datos de tres estaciones meteorológicas situadas en las Provincias de Pichincha y Tungurahua para las etapas de entrenamiento, validación y predicción de las redes. Cada red se entrenó con tres funciones de aprendizaje, retropropagación, retropropagación de momento y retropropagación resiliente. Los resultados muestran los parámetros estadísticos de correlación de Pearson, error cuadrático medio y el comportamiento de la predicción sobre gráficas de temperatura del aire y radiación solar, de acuerdo a los modelos de RNRE y RNRJ. Este trabajo presenta coeficientes de correlación superiores a 0,9 en la etapa de validación. En la etapa de predicción, el coeficiente de correlación es superior a 0,8 y el error cuadrático medio muestra valores inferiores a 0,02 kW de radiación solar y 2 °C de temperatura ambiente.

Palabras clave— Predicción, redes neuronales recurrentes, función de aprendizaje, inteligencia artificial.

Recibido: 31-10-2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Cuestan A.; Constante, J.; Jijón, D. (2023). "Modelos de predicción de radiación solar y temperatura ambiente mediante redes neuronales recurrentes". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 81-89

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.552>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El rápido crecimiento de tecnologías de generación por aprovechamiento de la energía solar, requieren de técnicas de procesamiento cada vez más elaboradas para entender la variabilidad en el comportamiento del recurso solar en pequeños instantes de tiempo [1].

La energía solar fotovoltaica es una fuente renovable intermitente que puede considerarse como una serie temporal no estacionaria [2]. Existen diversos métodos de predicción de series temporales con modelos estadísticos, numéricos y de inteligencia artificial (IA), basados en el comportamiento físico de la atmósfera [1], [3]. Estos métodos pueden ser del tipo de predicción autoregresivo (AR) y sus variantes como el Método Autoregresivo de Promedio Móvil (ARMA) o el método Autoregresivo Condicional de Heterocedasticidad (ARCH), como se explica en los trabajos de *Laily et al.* [4] y *Bettiza* [5]. Estas metodologías son univariadas y generalmente trabajan bien con series temporales estacionarias [6]. Los métodos de aprendizaje automático con inteligencia artificial, como las redes neuronales, permiten involucrar en el modelo otras variables relevantes al momento de predecir una serie temporal estacionaria, o no estacionarias [7], [8].

Una Red Neuronal Artificial (RNA) es un modelo computacional inspirado en el funcionamiento de una neurona biológica [9]. La red se compone de una serie de procesadores (neuronas) que se distribuyen en niveles o capas interconectadas [10]. Las neuronas procesan señales de entrada y generan una salida, se comunican unas con otras mediante la intensidad de la fuerza entre sus conexiones [11]. En consecuencia, una neurona artificial es un procesador que interactúa con otras neuronas formando una red, cuyo objetivo es resolver un problema específico. En la Figura 1 se observa la estructura general de una neurona artificial [12].

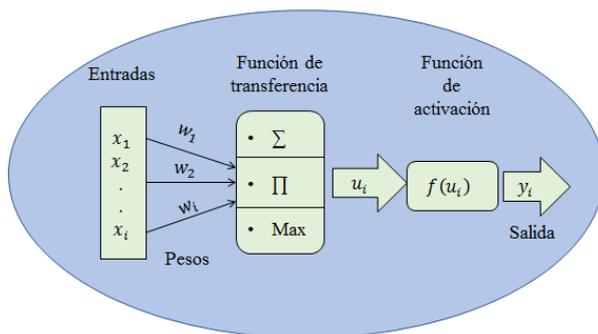


Figura 1: Estructura de una neurona artificial.

Entre las diferentes arquitecturas de las RNA, las Redes Neuronales Recurrentes (RNR) tienen aplicaciones en clasificación de patrones y predicción que involucran diversas variables como es explicado en los trabajos de *Septiawan et al.* [7] y *Kamanditya et al.* [13].

Las RNR se componen de unidades neuronales,

donde la información viaja desde la capa de entrada hasta la capa de salida con retroalimentación o memoria de eventos pasados, lo que significa que las señales se transmiten de vuelta a una neurona o capa anterior de la red [14], [15]. Esta retroalimentación en las neuronas permite obtener mejores soluciones con sistemas no lineales por su capacidad de representar sistemas dinámicos, como series temporales no estacionarias [16], [17]. Las Redes Neuronales Recurrentes Elman (RNRE) y Redes Neuronales Recurrentes Jordan (RNRJ) son un tipo de RNR que utiliza solo el estado del instante anterior de la salida en la capa de contexto para la predicción de variables.

El objetivo de esta investigación es evaluar y comparar los modelos de predicción de RNRE y RNRJ para la estimación de la radiación solar y temperatura en tres estaciones meteorológicas ubicadas en el Ecuador. El artículo es organizado de la siguiente manera. En la sección dos se presenta la metodología utilizada para predicción de las series temporales de temperatura y radiación por RNRE y RNRJ. En la sección tres, se muestran los resultados obtenidos mediante figuras y cuadros estadísticos comparativos de los dos métodos de predicción. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

2. METODOLOGÍA

La metodología de este trabajo se divide en cuatro secciones. Datos y materiales, identificación de datos atípicos en los datos de análisis, aplicación de RNRE y RNRJ en predicción y criterios de selección del método de predicción por RNR.

2.1. Datos y materiales

Los datos usados provienen de 3 estaciones meteorológicas ubicadas en las Provincias de Pichincha y Tungurahua en el Ecuador. El detalle de la ubicación de las estaciones se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas (WGS84 Zona 17 S)

Estación	Latitud (m)	Longitud (m)	Altura (m)
IIGE_001	9 977 607,9	779 916,2	2 788
IIGE_002	9 980 362,1	779 672,9	2 795
IIGE_003	9 859 567,8	774 655,3	3 077

En la Tabla 2 se observa el periodo de análisis de los datos de las estaciones meteorológicas. Del periodo de análisis utilizado, los datos se dividieron en dos secciones, el 75 % de los datos fueron usados para el entrenamiento de la RNR y el 25 % restante para la validación del modelo.

La especificación de las estaciones meteorológicas de la Tabla 1, es detallada en la Tabla 3.

Tabla 2: Periodo de análisis de datos de las estaciones meteorológicas

Estación	Periodo de análisis
IIGE_001	2020-12-08 – 2022-02-22
IIGE_002	2019-05-17 – 2020-12-07

IIGE_003 | 2018-05-17 – 2021-12-21

Tabla 3: Cuadro de descripción de las estaciones meteorológicas NIPPON Estación meteorológica automática

Descripción	Modelo	Unidad de medida
Barómetro	NBS61	hPa
Anemómetro	N564P11	m/s
Veleta		deg
Termómetro	TS301C	°C
Pirómetro	N7003E	kW/m ²
Higrómetro	NP110A	%RH
Pluviómetro	RS102N	mm
Data Logger	CF200	--
Controlador de carga solar	SABA10	--
Batería	FPX12100	--

La frecuencia de registro de datos es diezminutal, por lo que en un día completo de medición se obtendrán 144 muestras. El comportamiento de una serie de radiación solar y temperatura ambiente para la estación meteorológica IIGE_001 de un mes de datos, se muestra en la Fig. 2 y la **Fig. 3**.

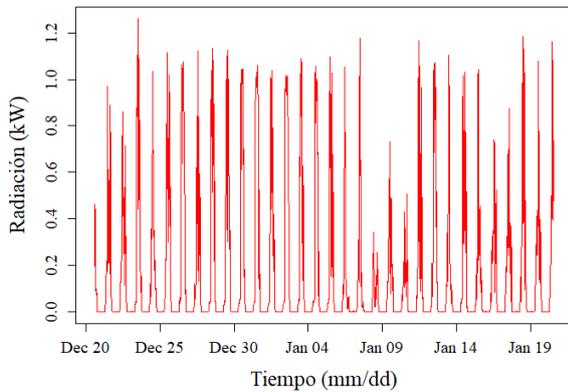


Figura 2: Serie temporal de radiación solar de la estación IIGE_001, periodo 20/12/2020 – 19/01/2021

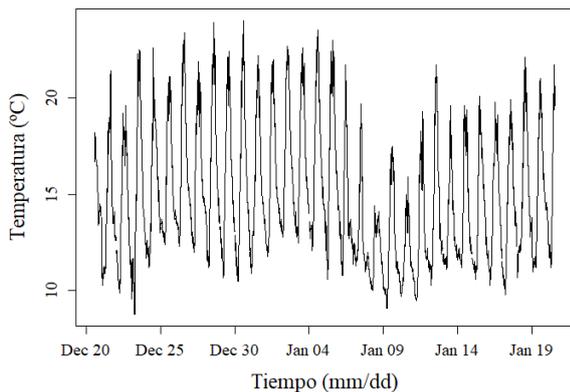


Figura 3: Serie temporal de temperatura la estación IIGE_001, periodo 20/12/2020 – 19/01/2021

Para el análisis de los datos provenientes de las estaciones meteorológicas y para la predicción de radiación solar y temperatura se utilizó el software estadístico RStudio (Versión 1.1.456) con compilador en R (versión 3.6.3). Además, la simulación de las redes RNRE y RNRJ usaron la librería RSNNN [18].

2.2. Identificación de datos atípicos

Los datos provenientes de las estaciones meteorológicas pasan por un tratamiento en la cual se evalúa la calidad de las mediciones registradas por los sensores. Las mediciones presentan datos inusuales o anómalos se los conoce como atípicos y no son considerados para el entrenamiento de la red neuronal.

La identificación de los valores atípicos se basa en encontrar valores que no cumplan los límites de medición de los sensores de la estación meteorológica, los cuales son presentados en la Tabla 4.

Tabla 4: Intervalo de valores de medición para cada sensor de la estación meteorológica

Sensor	Unidad	Intervalo de medida
Anemómetro	m/s	0 a 60
Piranómetro	kW/m ²	0 a 2 000
Termómetro	C	-50 a 50
Higrómetro	%	0 a 100
Pluviómetro	mm/h	0 a 500
Barómetro	hPa	500 a 1 100

Además, se consideraron los valores que no se registraron por falla en los sensores, pérdida de energía o mantenimientos en la estación.

2.3. Aplicación de RNRE y RNRJ en predicción.

Una RNR se caracteriza por tener una capa de contexto en donde parte de información se retroalimenta como una nueva entrada, esto permite que la red tenga mayor capacidad de aprendizaje al reconocer y generar patrones [5]. Lo que diferencia una RNRE de una RNRJ es que la retroalimentación en Elman va desde la salida de la capa oculta hacia la capa de contexto, en cambio en Jordan la retroalimentación ocurre desde la capa de salida hasta las neuronas de la capa de contexto. La arquitectura básica de una RNRE y RNRJ se observa en la Figura 4 y Figura 5, respectivamente.

Las RNRE tienen en su celda de contexto igual número de capas y neuronas que la capa oculta, en cambio, las RNRJ tienen en la capa de contexto el mismo número de neuronas que la salida.

Por la arquitectura de la red neuronal recurrente de tipo Elman, el tiempo computacional que se requiere para el entrenamiento será mayor que una red neuronal recurrente de tipo Jordan. Esto se debe a que la recurrencia de la RNRE se toma de las salidas de las neuronas de las capas ocultas y no de las capas de salida como en una RNRJ, donde el número de neuronas de las capas ocultas siempre fue mayor a las dos neuronas de la capa de salida.



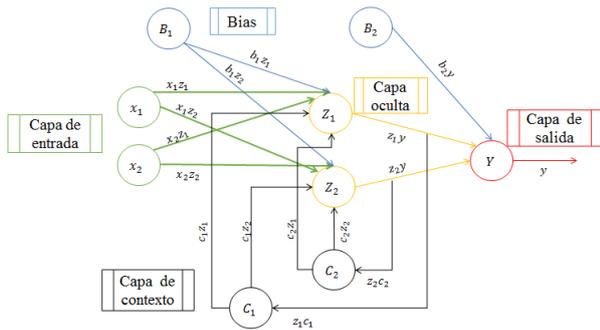


Figura 4: Arquitectura básica de una RNR Elman, adaptado de Bettiza M [5]

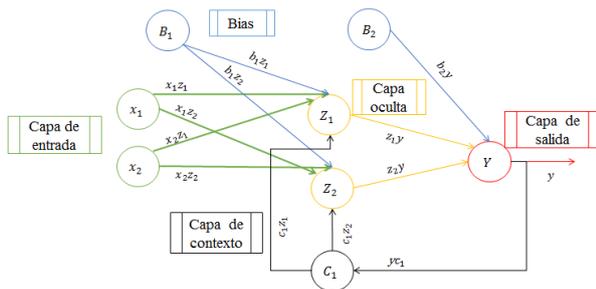


Figura 5: Arquitectura básica de una RNR Jordan, adaptado de Septiawan W. et al. [7]

El número de entradas de la RNR varió entre tres a siete neuronas; de las cuales la fecha (*F*), temperatura (*T*) y radiación (*I*) solar fueron variables fijas en el análisis. Además, las variables de velocidad de viento (*V*), humedad relativa (*H*), precipitación (*R*) y presión atmosférica (*P*) son variables que se probaron en modelo de predicción para temperatura ambiente y radiación solar. La predicción de los datos se realizó para dos días futuros, es decir, para los siguientes 288 diezminutales. La Estación IIGE_003 presentó lecturas anómalas en la serie temporal de humedad relativa, por lo que en este caso no se utilizó la variable *H*.

Las variables meteorológicas utilizadas para el análisis fueron escaladas en valores entre 0 y 1 como se muestra en (1), debido a los procesos de aprendizaje de la red. Cuando se obtienen los valores de salida de la red neuronal, los datos pasan por el proceso inverso de normalizado.

$$x_{escalado} = \frac{x - \min(x)}{\max(x) - \min(x)} \quad (1)$$

Donde, $x_{escalado}$ son los valores de la serie escalada y x los valores meteorológicos usados en el análisis.

El entrenamiento de la RNRE se realizó con una y dos capas ocultas con combinaciones entre cuatro y doce neuronas. En la RNRJ se utilizó una capa oculta con variaciones entre cuatro y doce neuronas.

Además, se utilizaron tres algoritmos de aprendizaje distintos; Retropropagación (RP), Retropropagación de momento (RPM) y Retropropagación Resiliente (RPR),

como se detalla en [18]. El algoritmo de RP propaga la señal del error hacia atrás permitiendo calcular el cambio del valor de los pesos en las capas anteriores en base a la minimización de la función de coste, en este caso mediante el descenso del gradiente de la función del error [19]. En RPM se introduce un término de momento que permite reducir las oscilaciones en el descenso del gradiente [20]. La diferencia entre RPR con algoritmos de propagación hacia atrás es que la derivada de la función del error se usa para determinar el sentido en el que los pesos deben ser corregidos y no para el cambio de su magnitud [21],[22].

Cada función de aprendizaje tiene hiperparámetros (Hip) específicos que fueron usados en el intervalo mostrado en la Tabla 5. En RP y RPM se varía los valores de la tasa de aprendizaje mientras que en RPR se varía los valores del exponente del decaimiento del peso (DP), los demás hiperparámetros permanecieron como valores constantes.

Tabla 5: Hiperparámetros usados en las funciones de aprendizaje

Hiperparámetros (Hip)	Función de aprendizaje	Valores probados
Ratio de aprendizaje (RA)	RP, RPM	[0,00001; 0,4]
Máximo error tolerado	RP, RPM	0
Término de momento	RPM	0,1
Eliminación puntos planos	RPM	0,3
Valor inicial de actualización de los pesos	RPR	0,1
Límite de la variación de actualización	RPR	30
Exponente del decaimiento del peso (DP)	RPR	[0,00001; 4]

En la

Tabla 6 se observan los parámetros de inicialización de la red. Los valores de los pesos iniciales en las conexiones que se propagan hacia adelantes son seleccionados aleatoriamente entre un intervalo de [-0,5; 0,5].

Tabla 6: Valores de los parámetros de inicialización de las RNRE y RNRJ

Parámetros iniciales	Pesos iniciales de las conexiones de prealimentación	Pesos iniciales de las conexiones hacia las celdas recurrentes	Pesos iniciales de las conexiones desde las celdas recurrentes	Activación inicial de las unidades de contexto
Valores	[-0,5, 0,5]	0	0,5	0,5

De las pruebas realizadas se seleccionaron doce RNR, seis de tipo Elman y seis de tipo Jordan. Los parámetros de entrenamiento utilizados para cada red se observan en la Tabla 7. Las etiquetas de las doce RNR, ubicadas en la primera columna, están escritas de la siguiente manera, F.Aprendizaje_Tipo de red_Estacion ► RP_E1_001

Tabla 7: Parámetros de entrenamiento de las RNRE y RNRJ

Aprendizaje_Red_Estación	Neuronas en capa(s)	Iteraciones	Hip	Entradas
RP_E1_001	(5,4)	800	1E-03 (RA)	F,I,T,V,R,P
RPR_E1_001	(6)	450	1E-05 (DP)	F,I,T,V,P

RP_J1_001	(12)	500	7E-05 (DP)	F,I,T,V,P
RPM_J1_001	(6)	450	3E-05 (RA)	F,I,T,V,R,P
RPM_E1_002	(12)	500	1E-04 (RA)	F,I,T,P
RPR_E2_002	(12)	250	3E-04 (DP)	F,I,T,V,P
RPM_J2_002	(11)	500	31E-06(RA)	F,I,T,P
RPR_J1_002	(8)	150	4E-05 (DP)	F,I,T
RP_E2_003	(11)	500	3E-04 (RA)	F,I,T,P
RPM_E2_003	(12)	400	9E-05 (RA)	F,I,T,V,R,P
RP_J2_003	(6)	500	7E-05 (DP)	F,I,T
RPR_J2_003	(8)	300	8E-04 (DP)	F,I,T

Definidos los parámetros e hiperparámetros de la RNR, se entrena la red el número de iteraciones deseadas hasta obtener el valor final de los pesos para el modelo. Durante cada iteración de la red las señales son propagadas desde la capa de entrada hacia las capas ocultas y después a la capa de salida, después, se realiza una actualización síncrona de las unidades de contexto. Al final de cada iteración se calcula la Suma de los Errores Cuadrados (SSE por sus siglas en ingles), el cual puede considerarse como el primer indicador de rendimiento de la red antes de su etapa de validación.

En la etapa de validación se consideró una correlación de Pearson mayor a 0,9 para validar el modelo, donde, según el trabajo de *M. De Liu et al.* [23], un valor mayor a 0,98 se considera como excelente resultado. Con los pesos sinápticos establecidos en modelo entrenado de la red, se obtienen las salidas de radiación y temperatura con el 20% de los datos de cada estación usados para la etapa de validación. Los datos de salida o los datos predichos son comparados con las salidas teóricas mediante los indicadores de rendimiento de la sección 2.4.

El proceso de predicción, entrenamiento y validación para una RNRE o RNRJ se muestran en la Figura 6, Figura 7 y Figura 8, respectivamente [6], [7], [24].

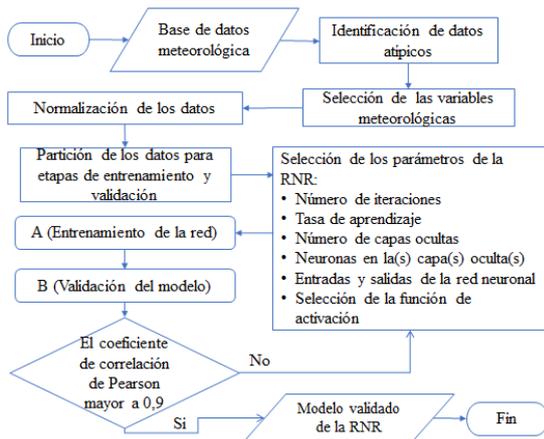


Figura 6: Diagrama de flujo de la aplicación de RNR en predicción

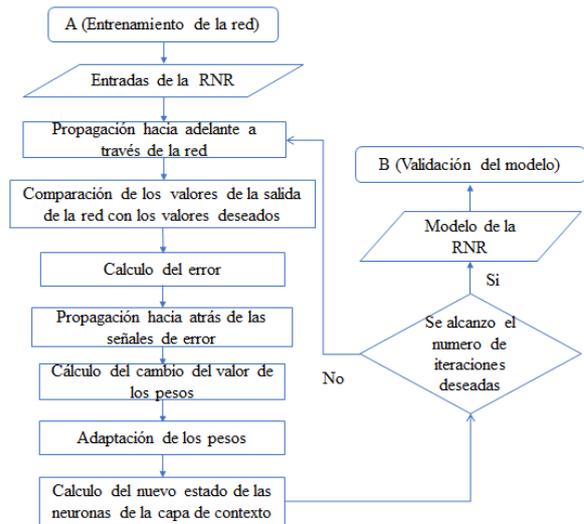


Figura 7: Diagrama de flujo del entrenamiento de la RNR

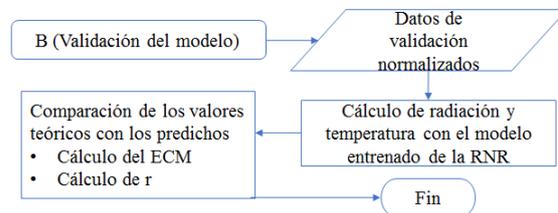


Figura 8: Diagrama de la etapa de validación de la RNR

2.4. Criterios de selección del método de predicción por RNR

Para evaluar el rendimiento de la predicción de radiación solar y temperatura se usaron dos indicadores apreciados en (2) y (3), el error cuadrático medio (ECM) [25] y el coeficiente de correlación de Pearson (r) [23], comparado entre los valores medidos y los valores obtenidos predichos por los modelo.

$$ECM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2 \quad (2)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\left(\left(\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \right) \left(\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \right) \right)^{1/2}} \quad (3)$$

Donde x_i es el valor medido por el sensor, y_i es el valor predicho por el modelo, N es el número de datos, \bar{x} y \bar{y} son las medias aritméticas de las variables x y y , respectivamente.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Cada modelo de red RNRE y RNRJ mostrado en la Tabla 7, pasó por una etapa de validación de resultados y por una etapa de predicción. En ambas etapas los modelos se evaluaron con 2 indicadores de rendimiento, la correlación de Pearson y el error cuadrático medio.

En la Tabla 8, se observa los valores de r y ECM de los modelos evaluados en la etapa de validación de datos.



Tabla 8: Evaluadores de rendimiento en la etapa de validación de las RNRE y RNRJ

Etapa de validación				
Aprendizaje_ Etiqueta_ Estación	r Radiación	ECM Radiación	r Temperatura	ECM Temperatura
RP_E1_001	0,94550	0,01345	0,96863	1,11856
RPR_E1_001	0,94710	0,01362	0,97725	0,91482
RP_J1_001	0,97195	0,01048	0,96346	1,42873
RPM_J1_001	0,97147	0,00765	0,96940	1,09036
RPM_E1_002	0,97385	0,00870	0,96841	1,11462
RPR_E2_002	0,96261	0,01191	0,97801	0,74341
RPM_J2_002	0,95524	0,01073	0,97008	0,88166
RPR_J1_002	0,93595	0,01708	0,96218	1,06062
RP_E2_003	0,97523	0,00646	0,95867	1,34079
RPM_E2_003	0,97345	0,01040	0,94783	1,38401
RP_J2_003	0,96833	0,01033	0,95000	1,40757
RPR_J2_003	0,90947	0,01536	0,92178	1,06393

Los valores de correlación r en radiación y temperatura superan 0,91 y los valores de ECM no superan los 0,018 kW en radiación solar y 1,43 °C en temperatura ambiente.

Los valores más altos de r en la etapa de validación de datos de radiación solar y temperatura ambiente son en su conjunto los del modelo RPM_J1_001, en la Tabla 8.

En la Tabla 9, se aprecian los valores de r y del ECM en la etapa de predicción para dos días posteriores.

Tabla 9: Evaluadores de rendimiento en la etapa de predicción de las RNRE y RNRJ

Etapa de predicción				
Aprendizaje_ Etiqueta_ Estación	r Radiación	ECM Radiación	r Temperatura	ECM Temperatura
RP_E1_001	0,90547	0,01113	0,97366	0,48372
RPR_E1_001	0,90234	0,0119	0,97605	0,42019
RP_J1_001	0,89729	0,01536	0,9614	0,89082
RPM_J1_001	0,90922	0,01092	0,97146	0,56325
RPM_E1_002	0,97782	0,01309	0,9761	2,00273
RPR_E2_002	0,97003	0,01997	0,97253	2,21039
RPM_J2_002	0,95794	0,01441	0,96989	2,15746
RPR_J1_002	0,93417	0,03181	0,91697	4,39514
RP_E2_003	0,93545	0,01632	0,92982	1,19404
RPM_E2_003	0,9286	0,01398	0,92868	1,02451
RP_J2_003	0,91386	0,01746	0,9486	0,85576
RPR_J2_003	0,88456	0,01954	0,83012	1,26010

Los valores de correlación más altos de r de la estación IIGE_001, IIGE_002 y IIGE_003 son respectivamente los modelos RPM_J1_001, RPM_E1_002 y RP_E2_003, en la Tabla 9. La arquitectura seleccionada para la predicción en las tres estaciones meteorológicas, depende del comportamiento de las series temporales de análisis.

Los valores más altos de r en la etapa de predicción de datos de radiación solar y temperatura ambiente son en su conjunto los del modelo RPM_E1_002, en la Tabla 9.

En la Figura 9 se observan la gráfica de predicción de radiación solar y en la Figura 10 la gráfica de temperatura ambiente, ambos de la Estación IIGE_001

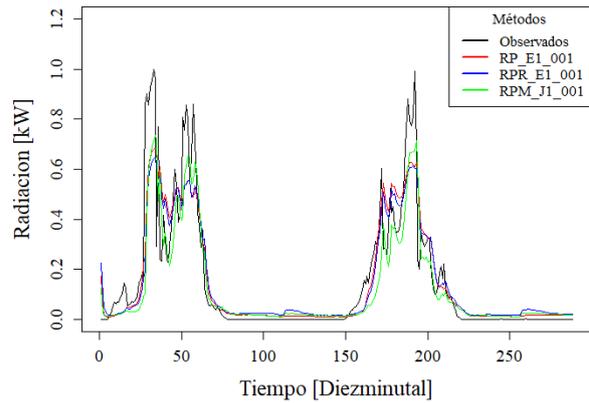


Figura 9: Predicción de radiación solar (RNRJ) para la Estación IIGE_001

En el comportamiento de las predicciones de radiación solar, los valores no llegan a 0 como mínimo valor de radiación, el cual es rectificado en base al comportamiento de la serie temporal (radiación=0 en horas nocturnas). Se observa una limitación en los métodos para alcanzar los mínimos y máximos de los valores observados.

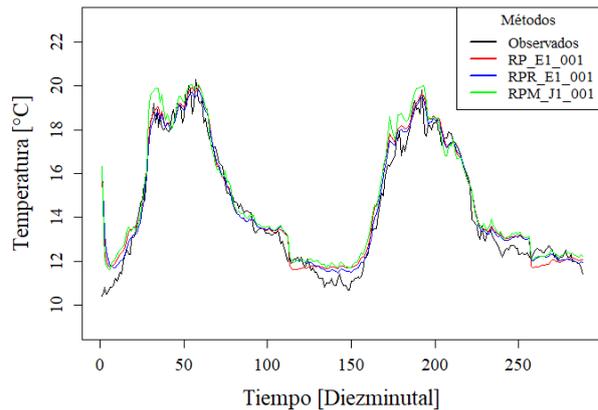


Figura 10. Predicción de temperatura (RNRJ) para la Estación IIGE_001

El comportamiento de temperatura ambiente de las predicciones se ajusta con similitud a las medidas tomadas por el sensor.

En la Figura 11 se observan la gráfica de predicción de radiación solar y en la Figura 12 la gráfica de temperatura ambiente, ambos de la Estación IIGE_002.

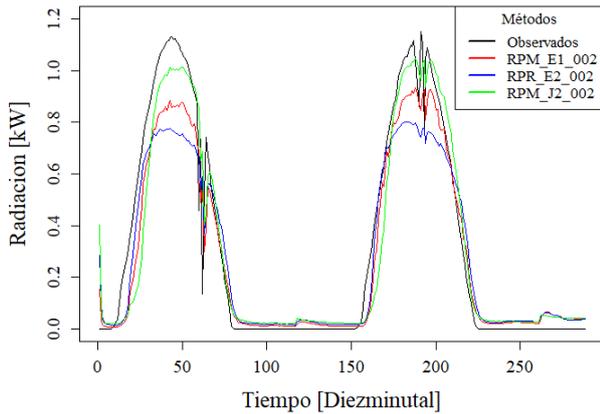


Figura 11: Predicción de radiación solar (RNRE) para la Estación IIGE_002

En el comportamiento de las predicciones de radiación solar, se observa un comportamiento similar al de la Estación IIGE_001, los valores no alcanzan el mínimo de 0 en radiación ni los valores máximos.

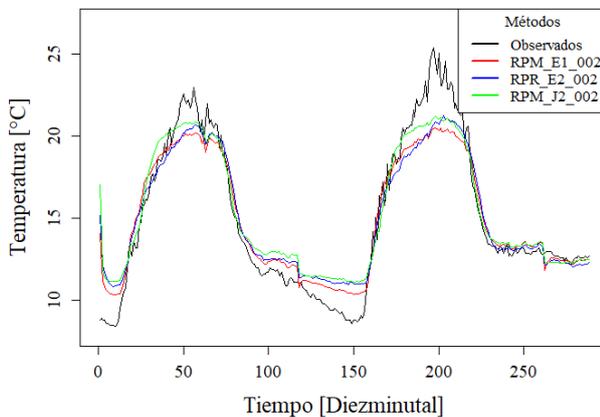


Figura 12: Predicción de temperatura (RNRE) para la Estación IIGE_002

El comportamiento de temperatura ambiente de las predicciones se ajusta a las medidas tomadas por el sensor, sin embargo, se observan limitaciones al llegar a los valores máximos y mínimos de temperatura.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los modelos de RNR Elman y Jordan muestran convergencia con un número de iteraciones entre 300 y 600. El tiempo computacional empleado en el entrenamiento de cada modelo se relaciona directamente con la cantidad de datos del set y el número de iteraciones al entrenar la red, si estas variables aumentan el tiempo computacional también. Se pudo observar que, si las iteraciones son superiores a 600, los resultados de la correlación de Pearson varían en aproximadamente $\pm 2\%$.

Los resultados en la etapa de validación para las tres estaciones meteorológicas mostraron coeficientes de correlación mayores a 0,92 en temperatura y radiación solar para las RNRE y RNRJ. Esto demuestra que el

entrenamiento de las redes se ajusta al comportamiento de las series temporales.

Para la etapa de predicción, en la estación IIGE_001, el mejor resultado se obtuvo con una RNRJ con aprendizaje RPM. En la estación IIGE_002, el mejor resultado fue con una RNRE con aprendizaje RPM. En la estación IIGE_003, se obtuvieron dos resultados similares, uno con RNRJ y el otro con RNRE, ambos con algoritmo de aprendizaje RP. Los resultados demuestran que se puede entrenar satisfactoriamente una RNRE o una RNRJ para aplicaciones de predicción de series temporales.

En las gráficas de predicción de radiación solar, se tienen valores de radiación positivos en horas nocturnas. Estos valores no son altos, pero afectan el comportamiento esperado de la predicción, por lo que es importante realizar una depuración previa a la publicación del resultado, como una propuesta al implementar los métodos en una situación de seguimiento de recurso solar.

Los valores de correlación más altos bajo los parámetros de entrenamiento de las RNRE y RNRJ en la etapa de validación, tuvieron el mejor comportamiento en la etapa de predicción. Esto permite afirmar que la parametrización con mejores resultados en la etapa de validación, deberán ser los seleccionados para el modelo predictivo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente artículo agradecen al Instituto de Investigación Geológico y Energético, por el soporte técnico y acceso a bases de datos que fueron fundamentales para la elaboración del presente trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] H. Sharadga, S. Hajimirza, and R. S. Balog, "Time series forecasting of solar power generation for large-scale photovoltaic plants," *Renew. Energy*, vol. 150, pp. 797–807, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.12.131.
- [2] A. Alzahrani, P. Shamsi, C. Dagli, and M. Ferdowsi, "Solar Irradiance Forecasting Using Deep Neural Networks," in *Procedia Computer Science*, 2017, vol. 114, pp. 304–313, doi: 10.1016/j.procs.2017.09.045.
- [3] G. Mahalakshmi, S. Sridevi, and S. Rajaram, "A Survey on Forecasting of Time Series Data," p. 8, 2016.
- [4] V. O. Nur Laily, B. Warsito, and D. A. I Maruddani, "Comparison of ARCH / GARCH model and Elman Recurrent Neural Network on data return of closing price stock," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1025, no. 1, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/1025/1/012103.
- [5] M. Bettiza, "An Analysis on Wind Speed

- Forecasting Result with the Elman Recurrent Neural Network Method,” E3S Web Conf., vol. 324, p. 4, 2021, doi: 10.1051/e3sconf/202132405002.
- [6] A. A. Fierro, “Predicción de Series Temporales con Redes Neuronales,” *Fac. Informática Univ. Nac. La Plata Argentina*, p. 64, 2020.
- [7] W. M. Septiawan and S. N. Endah, “Suitable Recurrent Neural Network for Air Quality Prediction with Backpropagation Through Time,” 2018 2nd Int. Conf. Informatics Comput. Sci. ICICoS 2018, pp. 196–201, 2018, doi: 10.1109/ICICOS.2018.8621720.
- [8] T. E. Putri, A. A. Firdaus, and W. I. Sabilla, “Short-Term Forecasting of Electricity Consumption Revenue on Java-Bali Electricity System using Jordan Recurrent Neural Network,” *J. Inf. Syst. Eng. Bus. Intell.*, vol. 4, no. 2, p. 96, 2018, doi: 10.20473/jisebi.4.2.96-105.
- [9] J. Durán, “Redes Neuronales Convolucionales en R Reconocimiento de caracteres escritos a mano,” p. 78, 2018, [Online]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91338/fichero/TFG+Jaime+Durán+Suárez.pdf>.
- [10] D. D. Cervantes, “Estudio De Las Emisiones De Nox Mediante Redes Neuronales Recurrentes,” 2020.
- [11] M. Cabezón, “Implementación de redes neuronales recurrentes en Python . Miguel Cabezón Manchado Trabajo de fin de máster en Ingeniería Matemática,” p. 43, 2018, [Online]. Available: https://eprints.ucm.es/49444/1/2018-MIGUEL_CABEZON_Memoria.pdf.
- [12] F. Rodríguez, A. Fleetwood, A. Galarza, and L. Fontán, “Predicting solar energy generation through artificial neural networks using weather forecasts for microgrid control,” *Renew. Energy*, vol. 126, pp. 855–864, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.070.
- [13] B. Kamanditya and B. Kusumoputro, “Elman Recurrent Neural Networks Based Direct Inverse Control for Quadrotor Attitude and Altitude Control,” in *Proceedings of International Conference on Intelligent Engineering and Management, ICIEM 2020*, 2020, pp. 39–43, doi: 10.1109/ICIEM48762.2020.9160191.
- [14] C. Arana, “Redes Neuronales Recurrentes: Análisis De Los Modelos Especializados En Datos Secuenciales,” *Univ. del Cema*, no. 797, pp. 4–8, 2021, [Online]. Available: <https://ucema.edu.ar/publicaciones/download/documentos/797.pdf>.
- [15] S. Alemany, J. Beltran, A. Perez, and S. Ganzfried, “Predicting hurricane trajectories using a recurrent neural network,” 33rd AAI Conf. Artif. Intell. AAI 2019, 31st Innov. Appl. Artif. Intell. Conf. IAAI 2019 9th AAI Symp. Educ. Adv. Artif. Intell. EAAI 2019, pp. 468–475, 2019, doi: 10.1609/aaai.v33i01.3301468.
- [16] M. M. Rahman et al., “Prospective methodologies in hybrid renewable energy systems for energy prediction using artificial neural networks,” *Sustain.*, vol. 13, no. 4, pp. 1–28, 2021, doi: 10.3390/su13042393.
- [17] M. Abreu and L. Villas, *Minería de datos para Series Temporales*, no. August. Universidad Central “Martha Abreu” de las Villas, 2015.
- [18] M. Christoph Bergmeir, “Neural networks using the stuttgart neural network simulator (SNNS),” pp. 1–74, 2021, [Online]. Available: <https://github.com/cbergmeir/RNNNS/issues>.
- [19] E. Andrade, “Estudio de los principales tipos de redes neuronales y las herramientas para su aplicación,” p. 152, 2013, [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/4098>.
- [20] A. Zell et al., “Stuttgart Neural Network Simulator SNNS,” *Univ. Tübingen*, pp. 1–350, 2016, [Online]. Available: <papers2://publication/uuid/1C682FBB-1EEB-4D5E-AB83-EE9F7D055829>.
- [21] D. M. Polo, L. P. Caballero, and E. M. Gómez, “Comparación de Redes Neuronales aplicadas a la predicción de Series de Tiempo,” *Prospectiva*, vol. 13, no. 2, pp. 88–95, 2015.
- [22] J. A. Cárdenas Garro, “Pronósticos Y Comparación De Una Serie De Tiempo Con Cambios Estructurales Mediante La Red Neuronal Artificial De Retropropagación Resiliente Y Modelos No Lineales,” *Univ. Nac. Mayor San Marcos - Fac. Ciencias Mat. Esc. Prof. Estadística*, 2015.
- [23] M. De Liu, L. Ding, and Y. L. Bai, “Application of hybrid model based on empirical mode decomposition, novel recurrent neural networks and the ARIMA to wind speed prediction,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 233, p. 113917, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113917.
- [24] L. Hardinata, B. Warsito, and Suparti, “Bankruptcy prediction based on financial ratios using Jordan Recurrent Neural Networks: A case study in Polish companies,” *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1025, no. 1, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/1025/1/012098.
- [25] A. F. Romero Granda, “Predicción de la potencia activa a corto plazo de un parque fotovoltaico utilizando una red neuronal artificial,” *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL*, 2017.



Alejandro Cuesta. - Nació en Quito, Ecuador en 1994. Recibió su título de Ingeniero en Mecatrónica de la Universidad Tecnológica Equinoccial en 2019. Ha realizado investigaciones en el campo de energía eólica y tratamiento de bases de datos.



Diego Jijón. - Nació en Quito, Ecuador en 1984. Recibió su título de Físico en Quito en la Escuela Politécnica Nacional en 2012. Obtuvo su título de posgrado en la Escuela Politécnica Nacional en Diseño y Simulación en el año 2019. Sus campos de investigación están relacionados con Energías Renovables, Eficiencia Energética, Aplicaciones de Física de Láseres y Simulación con Elementos Finitos.



Jessica Constante. - Nació en Quito, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniera en Mecatrónica de la Universidad Tecnológica Equinoccial en 2014. Sus campos de investigación están relacionados con las Energías Renovables, el tratamiento y análisis de bases de datos, CFD y desarrollo de software.

Interpretation of Gases Dissolved in Dielectric Oil Using Random Forests for the Detection of Anomalies in Power Transformers

Interpretación de Gases Disueltos en Aceite Dieléctrico Mediante Bosques Aleatorios Para la Detección de Anomalías en Transformadores de Potencia

 A.S. Freire¹

 J.C. Astudillo¹

 C.I. Quinatoa¹

 F.R. Arias¹

¹Universidad Técnica de Cotopaxi

E-mail: armando.freire2833@utc.edu.ec; juan.astudillo8708@utc.edu.ec;
carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec; fernando.arias6251@utc.edu.ec

Abstract

The following paper presents a machine learning tool for the interpretation of anomalies in power transformers using the random forest method. Using the results of gas chromatography tests on dielectric oil from several published papers, the data set delivered by the dissolved gas analysis (DGA) in quantities of parts per million (ppm), the amount of hydrocarbon gases such as hydrogen (H₂), methane (CH₄), ethane (C₂H₆), ethylene (C₂H₄) and acetylene (C₂H₂) that serve to diagnose the internal state of the transformer is used. Due to the reduced number of collected data, there is a disadvantage to apply artificial neural networks, support vector machine, among others that need large amounts of data for each variable, but satisfactorily they are solved using random forests, because this methodology classifies better the data of smaller amount. The learning obtained by training is validated with the states obtained by the test data under IEC 60599 and IEEE C57-104, which encompass 4 diagnostics such as high energy discharge, low energy discharge, normal state and overheating, resulting in a final corroborative validation criterion for the algorithm by comparing the diagnostic results with the random forests.

Index terms— Dissolved gas analysis, power transformers, random forests, machine learning.

Resumen

El siguiente documento presenta una herramienta de aprendizaje automático para la interpretación de anomalías en transformadores de potencia utilizando el método de bosques aleatorios. Mediante los resultados de ensayos de cromatografía de gases en aceite dieléctrico de varios artículos publicados, se utiliza el conjunto de datos entregados por el análisis de gases disueltos (AGD) en cantidades de partes por millón (ppm), la cantidad de gases de hidrocarburos como el hidrógeno (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) y acetileno (C₂H₂) que sirven para diagnosticar el estado interno del transformador. Debido al número reducido de datos recolectados, se presenta una desventaja para aplicar redes neuronales artificiales, máquina de soporte vectorial, entre otras que necesitan grandes cantidades de datos para cada variable, pero satisfactoriamente son resueltas usando bosques aleatorios, debido a que esta metodología clasifica mejor los datos de menor cantidad. El aprendizaje obtenido por el entrenamiento se valida con los estados obtenidos por los datos de prueba bajo la norma IEC 60599 e IEEE C57-104, que engloban a 4 diagnósticos como la descarga de alta energía, descarga de baja energía, estado normal y sobrecalentamiento, obteniendo como resultado un criterio de validación final corroborativo por el algoritmo al comparar el diagnóstico de resultados con el de bosques aleatorios.

Palabras clave— Análisis de gases disueltos, transformadores de potencia, bosques aleatorios, aprendizaje automático.

Recibido: 25-10-2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Freire, A.; Astudillo, J.; Quinatoa, C.; Arias, F. (2023). "Interpretación de Gases Disueltos en Aceite Dieléctrico Mediante Bosques Aleatorios Para la Detección de Anomalías en Transformadores de Potencia". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 90-98

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.544>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia es el activo más caro de una subestación [1], siempre debe mantenerse en óptimas condiciones para que la red eléctrica sea fiable y eficiente. Las fallas en transformadores de potencia causan daños importantes, provocando paradas del servicio eléctrico. El análisis de gases disueltos (AGD) se utiliza para la interpretación de fallas incipientes en aceite dieléctrico [2], además de otra prueba como el análisis físico químico como parte de un mantenimiento preventivo. Si bien es cierto, el método de AGD es utilizado por los expertos para determinar el tipo de falla interna dentro del transformador, a veces se deben valer por más muestras para garantizar un correcto resultado y esto conlleva a tiempo e inversión económica, aun así, sigue la interrogante si los datos recolectados corresponden a la falla exacta del transformador.

El uso del aprendizaje automático para la detección de fallas en transformadores ya se han venido realizando con poco éxito debido a la cantidad reducida de datos analizados por medio de la implementación de redes neuronales artificiales (RNA), máquina de soporte vectorial (SVM), lógica difusa, entre otros [3], [4], [5], [6], [7], los artículos citados fueron tomados para la implementación de clasificadores de bosques aleatorios debido a que la presente metodología funciona de mejor manera clasificando pocos datos.

El presente trabajo muestra una corroboración de diagnóstico a los resultados de pruebas AGD aplicados a diferentes transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral, resultados en base a artículos científicos e investigaciones publicadas que sirven de comparación frente a la propuesta de uso de aprendizaje automático con bosques aleatorios para determinar las fallas internas en transformadores de potencia.

El siguiente documento se distribuye de la siguiente manera: La teoría utilizada para esta investigación se contempla en la sección 2, el modelo utilizado para este trabajo en la sección 3, la implementación del algoritmo utilizado para el entrenamiento en la sección 4, el análisis de resultados en la sección 5 y por último las conclusiones previstas en la sección 6.

2. MÉTODO DE DIAGNÓSTICO

Los gases combustibles relacionados con las fallas en transformadores se deben a la descomposición del aceite mineral, generando moléculas de gas como el hidrógeno (H₂), el metano (CH₄), el etano (C₂H₆), el etileno (C₂H₄) y acetileno (C₂H₂) [8], el número de concentración de gas se mide en partes por millón (ppm).

Los tres principales tipos de fallas de los transformadores de potencia que pueden identificarse de forma fiable mediante una inspección visual del equipo después de que la falla se haya producido son las descargas parciales, el sobrecalentamiento térmico y el arco eléctrico [9].

Las descargas parciales y los arcos voltaicos se refieren a fallas eléctricas y corresponden al deterioro del aislamiento debido a la alta tensión eléctrica. Las fallas térmicas se refieren al deterioro del sistema de aislamiento como resultado de un aumento de la temperatura anormal. Estas subidas se producen por el sobrecalentamiento de los conductores, los cortocircuitos, el sobrecalentamiento de devanados debido a las corrientes de Foucault, conexiones sueltas y una refrigeración insuficiente [10]. De acuerdo con la norma IEC 60599 y IEEE C57-104, estos principales tipos de fallas pueden clasificarse a su vez en 6 tipos de fallas de transformadores, que se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1: Clasificación de fallas según la norma IEC 60599 y IEEE C57-104 [11] [12]

Acrónimos	Fallas
PD	Descarga parcial
D1	Descarga de baja energía
D2	Descarga de alta energía
T1	Falla térmica de baja temperatura T < 300°C
T2	Falla térmica de media temperatura 300°C < T < 700°C
T3	Falla térmica de alta temperatura T > 700°C

2.1. Métodos de Relación de Gases

Estos métodos son convenientes para la detección de fallas en el transformador y pueden ser analizados por los programas informáticos. Además, la concentración de un gas puede ser muy pequeña. Por lo tanto, se puede utilizar la relación de un gas con otro gas en lugar de la concentración de un gas como la Tabla 2. Las desventajas de estos métodos son que pueden no ser siempre analíticos o, en algunos casos, los resultados son inexactos.

Tabla 2: Resultados del análisis de un gran número de transformadores sanos y averiados [13]

Gases	Menos de 4 años de funcionamiento (ppm)	Entre 4 y 10 años de funcionamiento (ppm)	Más de 10 años de funcionamiento (ppm)
H₂	100-150	200-300	200-300
CH₄	50-70	100-150	200-300



C ₂ H ₆	30-50	100-130	800-1 000
C ₂ H ₄	100-150	150-200	200-400
C ₂ H ₂	20-30	36-50	106-150
CO	200-300	400-500	600-700
CO ₂	3 000-3 500	4 000-5 000	9 000-12 000

2.1.1 Método Dürrenberg

Este método puede utilizarse para detectar tres tipos principales de fallas, como el calentamiento, la corona de baja intensidad, la descarga parcial y el arco. El método utiliza cuatro relaciones de gas R1 (CH₄/H₂), R2 (C₂H₂/C₂H₄), R3 (C₂H₂/CH₄) y R4 (C₂H₆/C₂H₂). En primer lugar, se determinan las concentraciones de los gases en el aceite para ver si estos valores son superiores a los límites L1 permitidos o no [12], (ver Tabla 3).

Tabla 3: Límites L1 Admisibles Para el Método de la Relación de Dürrenberg [13]

Gases	Concentración L1 (ppm)
CO	350
CH ₄	120
H ₂	100
C ₂ H ₆	65
C ₂ H ₄	50
C ₂ H ₂	35

Si la concentración mínima de uno de los gases H₂, CH₄, C₂H₄ y C₂H₂ supera el doble de los valores límite L1 y uno de los otros tres gases supera el L1, se considera que el transformador tiene la avería [12]. Cada una de las cuatro relaciones R1 (CH₄/H₂), R2 (C₂H₂/C₂H₄), R3 (C₂H₂/CH₄) y R4 (C₂H₆/C₂H₂) se comparan con los valores indicados en la Tabla 4.

Tabla 4: Diagnóstico de Fallas por el Método de la Relación de Dürrenberg [12]

Tipo de falla	R ₁ ($\frac{CH_4}{H_2}$)	R ₂ ($\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$)	R ₃ ($\frac{C_2H_2}{CH_4}$)	R ₄ ($\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$)
Descomposición térmica	<1	<0,75	<0,3	>0,4
Corona	<0,1	Insignificante	<0,3	>0,4
Arco	0,1<R1<1	>0,75	>0,3	<0,4

2.1.2 Relación de Rogers

Este método es en realidad el método mejorado de Dürrenberg. Esta técnica tiene a menudo una precisión de más del 80% en los gases solubles, se utilizan dos relaciones de las cuatro relaciones introducidas por Dürrenberg, incluyendo R1 (CH₄/H₂) y R2 (C₂H₂/C₂H₄) con dos nuevas relaciones (C₂H₄/C₂H₆) y (C₂H₆/CH₄). La identificación de los fallas se realiza mediante los códigos mostrados en la Tabla 5 [8].

Tabla 5: Códigos de Relación de Gases para el Método de relación de Rogers [12]

Relación de gases	Rango	Código	Rango	Código
$\left(\frac{C_2H_6}{CH_4}\right)$	<1	0	≥1,0	1
$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$	<1	0	≥1,0 ; <3,0	1
	≥3,0	2		
$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$	<0,5	0	>0,5 ; <3,0	1
	≥3,0	2		
$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	≤0,1	5	>0,1 ; <1,0	0
	≥1,0 ; <3,0	1	≥3,0	2

Utilizando los códigos de relación de gases presentados en la Tabla 5, pueden identificarse doce tipos de fallas diferentes de acuerdo con la Tabla 6 [11].

Tabla 6: Tipos de fallas Diferentes [11]

Tipo de falla	$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	$\left(\frac{C_2H_6}{CH_4}\right)$	$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$	$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$
Descomposición normal	0	0	0	0
Descarga parcial	5	0	0	0
Calentamiento leve inferior a 150 °C	1-2	0	0	0
Calentamiento suave (150-200 °C)	1-2	1	0	0
Calentamiento suave (200-300 °C)	0	1	0	0
Calentamiento del conductor	0	0	1	0
Corriente circulante del bobinado	1	0	1	0
Corriente de circulación del tanque y del núcleo	1	0	2	0
Arco	0	0	0	1
Arco en plena carga	0	0	1-2	1-2
Continúa el arco	0	0	2	2

2.1.3 Método de relación IEC

Debido a que la relación (C₂H₆/CH₄) sólo muestra un rango limitado de degradación del aceite, es limitado [11]. Las tres relaciones de gas restantes tienen diferentes rangos de temperatura en comparación con el método de Rogers [11]. El código de la relación de gases se indica en Tabla 7 y las fallas se dividen en 9 categorías diferentes como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 7: Códigos de Relación de Gases para el Método de Relación IEC [11]

Relación de gases	Rango	Código	Rango	Código
	<0,1	0	0,1 ≤ x < 3,0	1



$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$	$\geq 3,0$	2		
$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	$< 0,1$	1	$0,1 \leq x < 1,0$	0
	$\geq 1,0$	2		
$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$	$< 1,0$	0	$1,0 \leq x < 3,0$	1
	$\geq 3,0$	2		

En [11] se introducen otras dos relaciones de gas para identificar las fallas específicas, se recomienda que el valor (C_2H_2/H_2) sea superior a 3 para detectar la contaminación debida al funcionamiento del cambiador de tomas. Del mismo modo, que la relación (O_2/N_2) es inferior a 0,3, el fenómeno de calentamiento inusual u oxidación del aceite es determinado.

Tabla 8: Clasificación de Averías Mediante los Códigos de Relación de la IEC [11]

Tipo de falla	$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_6}\right)$	$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$
Erosión normal, no hay falla	0	0	0
Descarga parcial con baja energía	insignificante	1	0
Descarga parcial con alta energía	1	1	0
Descarga de alta energía	1-2	0	1-2
Descarga de baja energía	1	0	2
Falla térmica ($T \leq 150 \text{ }^\circ\text{C}$)	0	0	1
Falla térmica ($150 \text{ }^\circ\text{C} < T \leq 300 \text{ }^\circ\text{C}$)	0	2	0
Falla térmica ($300 \text{ }^\circ\text{C} < T \leq 700 \text{ }^\circ\text{C}$)	0	2	1
Falla térmica ($700 \text{ }^\circ\text{C} < T$)	0	2	2

2.1.4 Método del triángulo de Duval

La tabla 9 corresponde a las categorías de fallas dictadas por Duval, lo que significa que hay 6 tipos de fallas en el triángulo de Duval y hay 7 tipos de fallas en el triángulo de Duval modificado [13], este último es el utilizado actualmente por las normativas IEC 60599 e IEEE C57-104.

Tabla 9: Categorización de Fallas por el Triángulo de Duval [11]

Triángulo de Duval modificado		Triángulo de Duval	
Tipo de falla	Código de falla	Tipo de falla	Código de falla
Descarga parcial	PD	Arco de alta energía	a
Arco de baja energía	D1	Arco de baja energía	b
Arco de alta energía	D2	Corona	c
Combinación de fallas eléctricas y térmicas	DT	Puntos calientes ($T < 200 \text{ }^\circ\text{C}$)	d
Fallas térmicas ($T < 300 \text{ }^\circ\text{C}$)	T1	Puntos calientes ($200 \text{ }^\circ\text{C} < T < 400 \text{ }^\circ\text{C}$)	e
Fallas térmicas ($300 \text{ }^\circ\text{C} < T < 700 \text{ }^\circ\text{C}$)	T2	Puntos calientes ($T > 400 \text{ }^\circ\text{C}$)	f
Fallas térmicas ($700 \text{ }^\circ\text{C} < T$)	T3		

El triángulo de Duval utiliza los gases CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 en los que sus generaciones corresponden a un aumento de los niveles de energía en el transformador. Los tres lados del triángulo se expresan en términos de (x, y, z) que son, respectivamente, las concentraciones relativas de CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 en porcentaje [13]. Suponiendo que A, B y C son las concentraciones relativas de CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 en términos de ppm respectivamente, entonces x, y y z son como se menciona a continuación:

$$x = 100 * \frac{A}{A+B+C} \tag{1}$$

$$y = 100 * \frac{B}{A+B+C} \tag{2}$$

$$z = 100 * \frac{C}{A+B+C} \tag{3}$$

Hay que tener en cuenta que x, y y z están en el rango de 0-100% y las coordenadas con (x_0, y_0, z_0) , sólo especifican un punto dentro del triángulo. El tipo de falla también está determinado por la zona en la que se encuentra el punto (x_0, y_0, z_0) [13].

Es importante señalar que la mayor parte del aceite mineral utilizado en los transformadores no produce ninguna cantidad medible de gases a temperaturas inferiores a $300 \text{ }^\circ\text{C}$ [1], sin embargo, algunos aceites minerales producen H_2 y CH_4 a una temperatura muy baja ($100 \text{ }^\circ\text{C}$) al principio de su vida útil, este hecho se produce en el primer año de servicio del transformador y es un proceso irreversible. La concentración de estos dos gases alcanza un nivel constante después de un tiempo de trabajo del transformador. Los valores de estos dos gases para el aceite deben ser considerados con el fin de evitar las interpretaciones erróneas de los resultados.



3. APRENDIZAJE AUTOMÁTICO

El aprendizaje automático consiste en codificar programas que ajustan automáticamente su rendimiento en función de su exposición a la información de los datos. Este aprendizaje se consigue mediante un modelo parametrizado con parámetros ajustables automáticamente en función de diferentes criterios de rendimiento. Las técnicas de aprendizaje automático pueden dividirse, a grandes rasgos, en dos grandes clases, aunque a menudo se añade una más [14]. Estas son las clases:

- Aprendizaje supervisado
- Aprendizaje no supervisado
- Aprendizaje por refuerzo

3.1. Aprendizaje Supervisado

Algoritmos que aprenden a partir de un conjunto de ejemplos etiquetados para generalizar al conjunto de todas las entradas posibles. Ejemplos de técnicas de aprendizaje supervisado: regresión logística, máquinas de vectores de apoyo, árboles de decisión, bosques aleatorios, etc. [15].

3.1.1 Bosques aleatorios

Los bosques aleatorios es un algoritmo de aprendizaje automático muy preciso, mucho más robusto que los árboles de decisión y capaz de modelar enormes espacios de características [16].

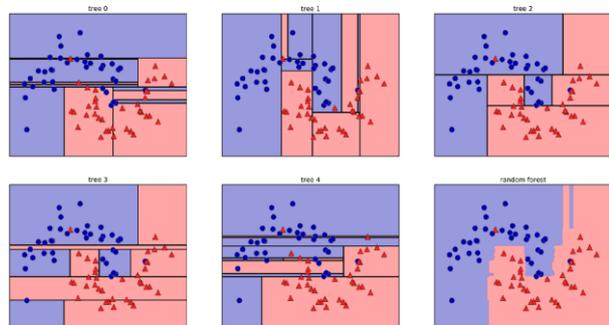


Figura 1: Límites de Decisión Encontrados por Cinco Árboles de Decisión Aleatorios y el Límite de Decisión Obtenida al Promediar sus Probabilidades Predichas. Fuente: [17]

En la Fig. 1 se visualiza el proceso de aleatoriedad compuesto por cinco árboles a un conjunto de datos, se puede ver claramente que los límites de decisión aprendidos por los árboles son bastante diferentes, cada uno de ellos comete algunos errores, ya que algunos de los puntos de entrenamiento que aparecen aquí no se incluyeron realmente en los conjuntos de entrenamiento de los árboles, debido al muestreo bootstrap que realiza el algoritmo.

El bosque aleatorio se ajusta menos que cualquiera de los árboles por separado, al encontrar más rápido la clasificación de cada muestra tomada y proporciona un límite de decisión mucho más intuitivo al resultado final.

4. APLICACIÓN DE BOSQUE ALEATORIO AL AGD

Para la aplicación de algoritmos de bosques aleatorios en el análisis de gases disueltos en aceite dieléctrico se designa 4 estados de diagnóstico como se observa en la Tabla 10.

Tabla 10: Diagnóstico de Resultados AGD

ESTADO	DESIGNACIÓN
Descarga Alta Energía	1
Descarga Baja Energía	2
Estado Normal	3
Sobrecalentamiento	4

Trabajar con datos numéricos resulta más fácil para el algoritmo, por tal motivo se designa para este trabajo los estados de la Tabla 10 como números del 1 al 4, que se interpreta como el resultado de diagnóstico de AGD.

4.1. Análisis de Datos

Para el entrenamiento del algoritmo se realiza la recolección de datos de pruebas de AGD realizados a varios transformadores mediante bibliografía recolectada para esta investigación, obteniendo 128 datos para el entrenamiento [3], [4], [5], [6], (ver Fig. 2) y 64 datos de prueba [7], [3], (ver Fig. 3) con 5 principales gases a evaluar para garantizar el aprendizaje del algoritmo mediante la aplicación de bosques aleatorios.

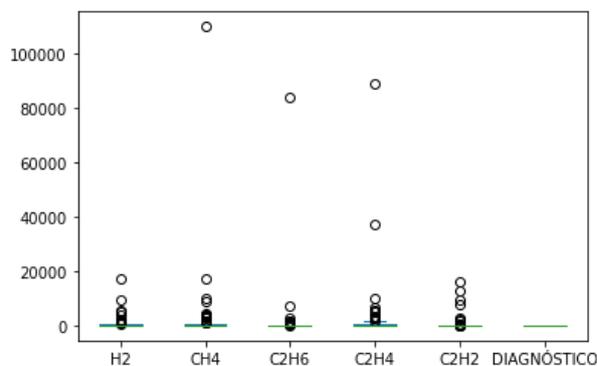


Figura 2: Distribución de Datos de Entrenamiento Mediante Diagramas de Caja

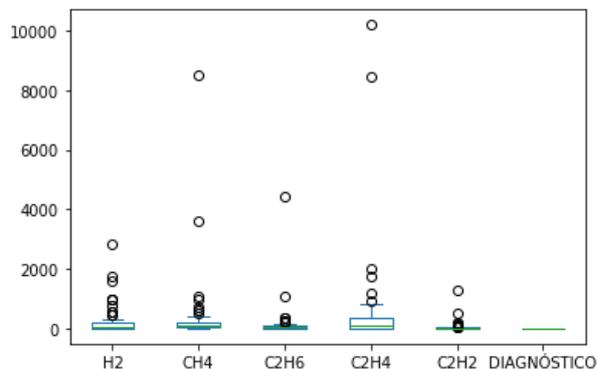


Figura 3: Distribución de Datos de Prueba Mediante Diagramas de Caja



En la Tabla 11 se observa la distribución de datos recolectados para su entrenamiento y prueba, con la cantidad de gases por cada estado de diagnóstico analizado.

Tabla 11: Distribución de Datos por Categorías de Entrenamiento

		DIAGNÓSTICO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Datos de entrenamiento	Descarga Alta Energía		39	39	39	39	39
	Descarga Baja Energía		18	18	18	18	18
	Estado Normal		9	9	9	9	9
	Sobrecalentamiento		62	62	62	62	62
			62	62	62	62	62
Datos de prueba	Descarga Alta Energía		10	10	10	10	10
	Descarga Baja Energía		13	13	13	13	13
	Estado Normal		10	10	10	10	10
	Sobrecalentamiento		31	31	31	31	31
			31	31	31	31	31

La categoría 4 (Sobrecalentamiento) es la mayoritaria, seguida por la categoría 1 (Descarga de alta energía). Las categorías con menos datos (de entrenamiento y prueba) son las categorías 3 y 2 respectivamente.

Tabla 12: Análisis Exploratorio de Datos de Categorías de Entrenamiento

	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	DIAGNÓSTICO
Conteo	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128
Media	526,27	1 496,65	848,54	1 647,41	449,19	2,73
Desviación estándar	1 836,46	9 876,91	7 442,85	8 542,81	2 115,82	1,34
Mínimo	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	1
25%	15,68	7,18	3,37	5,16	0,01	1
50%	106,00	71,00	28,85	77,50	6,33	3
75%	275,50	335,50	88,50	637,00	67,75	4
Máximo	17 000,00	110 000,00	84 000,00	89 000,00	16 000,00	4

Al analizar los datos de entrenamiento (ver Tabla 12) la desviación estándar para cada una de las características se observan valores altos con respecto a su valor promedio, lo que indica que cada característica no se encuentra concentrada en un rango específico sino más bien distribuida en un amplio rango de valores. De manera que es más viable el uso de modelos tipo bosques aleatorios.

En la Fig. 4 se presenta la matriz de correlación de los 5 tipos de gases analizados.

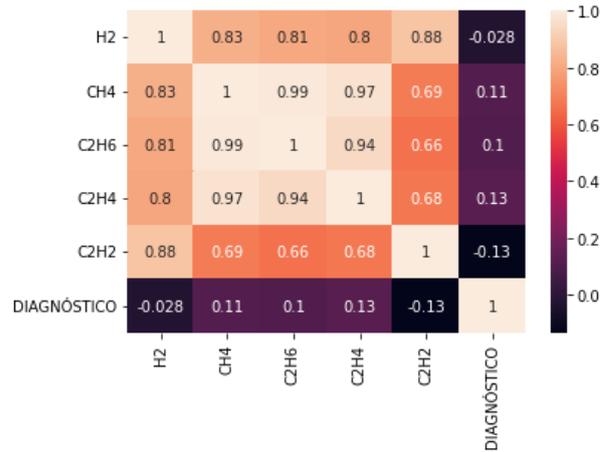


Figura 4: Matriz de Correlación de Datos de Entrenamiento (Mapa de calor)

Al realizar un análisis de correlación entre las características se encuentra que hay una alta correlación (cercana a 1) entre los pares de características CH₄ – C₂H₆, CH₄ – C₂H₄ y C₂H₄ – C₂H₆. Esto indica que probablemente no todas las características resultarán igualmente relevantes al momento de elegir la categoría a la que pertenece cada dato.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Teniendo en cuenta el tamaño limitado del set de entrenamiento, se optó por usar el enfoque de validación cruzada para la selección del modelo y evaluación. El modelo se realiza mediante un proceso sistemático de selección de hiperparámetros que arrojan el mejor desempeño posible (recall) para cada categoría evaluando el desempeño de clasificación comparando el valor verdadero y el valor predicho. En la Fig. 5 se muestra la matriz de confusión de datos de entrenamiento.

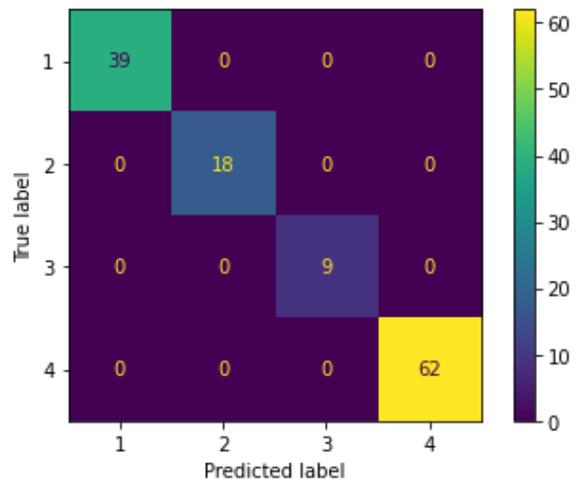


Figura 5: Matriz de Confusión de Datos de Entrenamiento

Para el modelo de bosque aleatorio se realizó un análisis de importancia de features que permite determinar aquellas características que resultan más relevantes al momento de la clasificación (ver Fig. 6).



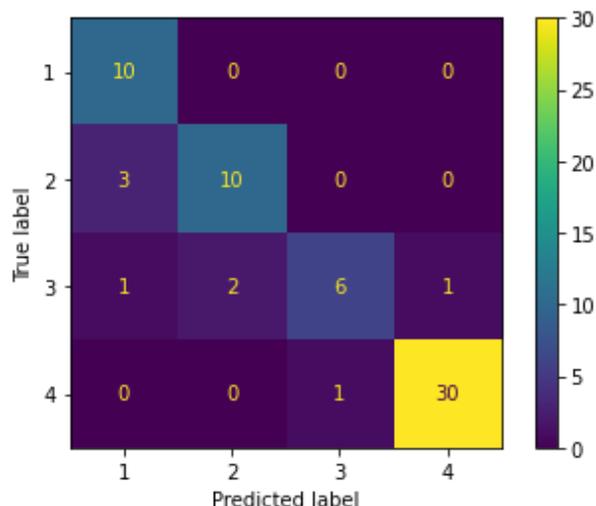


Figura 6: Matriz de Confusión de Datos de Validación de Resultados

Los resultados de recall alcanzados por el algoritmo de entrenamiento frente a los datos de prueba se obtiene el siguiente desempeño de asertividad (ver Tabla 13).

Tabla 13: Resultados de Validación por Categorías

Recall categoría 1:	100,00%
Recall categoría 2:	76,90%
Recall categoría 3:	60,00%
Recall categoría 4:	96,80%

Una vez completado el entrenamiento se realiza la validación de prueba con las 64 muestras de AGD con el respectivo diagnóstico de falla aplicando el algoritmo de bosques aleatorios (ver Fig. 7).

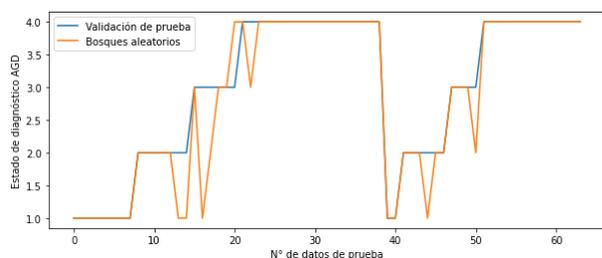


Figura 7: Resultados de Entrenamiento Mediante la Validación de Datos de Prueba y Aplicación de Bosques Aleatorios

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se usa el algoritmo de bosques aleatorios debido a que tiene un mayor desempeño al trabajar con pocos datos de entrenamiento 128 datos y 64 datos de prueba, el resultado obtenido de recall en cada categoría es un 100% en entrenamiento para los 4 estados, mediante la validación de prueba se obtiene un 100% para el diagnóstico de descarga de alta energía, 77% para descarga de baja energía, 60% para estado normal y un 97% para el estado de sobrecalentamiento. Obteniendo 78 resultados acertados y 8 datos incorrectos en su validación.

El modelo de bosque aleatorio es el más adecuado para realizar la clasificación con los sets de datos proporcionados, sin embargo, se debe tener en cuenta que el modelo tiene algo de overfitting, debido a que tiene un mejor desempeño con el set de entrenamiento que con el de prueba. Esto es de esperar dado al reducido número de datos de entrenamiento disponibles no permite un mejor desempeño del algoritmo. De igual forma se debe tener en cuenta que por contar con un set desbalanceado, se obtuvieron mejores desempeños para las categorías 1 y 4 y que el desempeño disminuye para las categorías minoritarias (2 y 3).

A futuro se sugiere recolectar más datos de entrenamiento y prueba, lo que redundará probablemente en un mejor desempeño del modelo, el algoritmo permite predecir un diagnóstico de falla mediante las pruebas de análisis de gases disueltos en transformadores de aceite dieléctrico, método diferente a los presentados en la sección 2 que generalmente se utilizan, el objetivo de este trabajo es corroborar los resultados mediante la aplicación de aprendizaje automático con el uso de bosques aleatorios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, and J. Service, "An approach to determine the health index of power transformers," *Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Electr. Insul.*, pp. 192–196, 2008, doi: 10.1109/ELINSL.2008.4570308.
- [2] A. D. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and C. Ekanayake, "Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 20, no. 3, pp. 965–973, 2013, doi: 10.1109/TDEI.2013.6518966.
- [3] G. Lv, H. Cheng, H. Zhai, and L. Dong, "Fault diagnosis of power transformer based on multi-layer SVM classifier," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 75, no. 1, pp. 9–15, 2005, doi: 10.1016/j.epr.2004.07.013.
- [4] D. V. S. S. Sarma and G. N. S. Kalyani, "ANN approach for condition monitoring of power transformers using DGA," *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, vol. C, pp. 444–447, 2004, doi: 10.1109/tencon.2004.1414803.
- [5] C. P. Hung and M. H. Wang, "Diagnosis of incipient faults in power transformers using CMAC neural network approach," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. 3, pp. 235–244, 2004, doi: 10.1016/j.epr.2004.01.019.
- [6] K. Shrivastava and A. Choubey, "A novel association rule mining with IEC ratio based dissolved gas analysis for fault diagnosis of power transformers," *Int. J. Adv. Comput. Res.*, vol. 2, no. 2, 2012.

- [7] S. S. M. Ghoneim and I. B. Taha, "Artificial Neural Networks for Power Transformers Fault Diagnosis Based on IEC Code Using Dissolved Gas Analysis," *Int. J. Control. Autom. Syst.*, vol. 4, no. 2, pp. 18–21, 2015.
- [8] S. Chakravorti, D. Dey, and B. Chatterjee, *Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers: Theory, Implementation and Analysis*, vol. 67. 2013. doi: 10.1007/978-1-4471-5550-8.
- [9] M. Duval and A. DePablo, "Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 17, no. 2, pp. 31–41, 2001, doi: 10.1109/57.917529.
- [10] U. Djillali, L. D. E. Sidi, B. E. L. Abbes, S. Mohammed, and E. Amine, "Contributions des techniques intelligentes au diagnostic industriel des transformateurs de puissance," 2019.
- [11] IEC 60599, *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, 3rd ed. 2015.
- [12] IEEE Std C57.104, *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, vol. 1991, no. 3. 1992. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stampPDF/getPDF.jsp?tp=&arnumber=29023%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:IEEE+Guide+for+the+Interpretation+of+Gases+Generated+in+Oil-Immersed+Transformers#0>
- [13] B. Vahidi and A. Teymouri, *Quality Confirmation Tests for Power Transformer Insulation Systems*. 2019. doi: 10.1007/978-3-030-19693-6.
- [14] I. Vasilev, D. Slater, G. Spacagna, P. Roelants, and V. Zocca, *Python Deep Learning*. 2019.
- [15] L. Igual and S. Seguí, *Introduction to Data Science: A Python Approach to Concepts, Techniques and Applications*. 2017.
- [16] A. Prinzie and D. Van Den Poel, "Random multiclass classification: generalizing random forests to random MNL and random NB," *Lect. Notes Comput. Sci. (including Subser. Lect. Notes Artif. Intell. Lect. Notes Bioinformatics)*, vol. 4653 LNCS, pp. 349–358, 2007, doi: 10.1007/978-3-540-74469-6_35.
- [17] A. Pajankar and A. Joshi, *Introduction to Machine Learning with Scikit-learn*. 2022. doi: 10.1007/978-1-4842-7921-2_5.
- [18] L. E. O. Breiman, "Random Forests," pp. 5–32, 2001.



Armando Freire Freire.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1994. Curso sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Ramón Barba Naranjo. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2020. Actualmente desempeña el cargo de operador de la subestación eléctrica Novacero planta Lasso y cursa sus estudios de cuarto nivel en la Universidad Técnica de Cotopaxi en la carrera de electricidad mención en sistemas eléctricos de potencia. Sus campos de investigación están relacionados con las energías renovables, calidad de energía, coordinación de protecciones, mantenimiento y operación de equipos de potencia.



Juan Astudillo Muñoz.- Nacido en Ambato el 30 de noviembre de 1981, sus estudios secundarios los realizó en el Instituto Superior Tecnológico Docente Guayaquil, obteniendo el título de Bachiller Técnico en Electricidad, en el año 2000 ingresa a la Escuela Politécnica Nacional para en el 2006 obtener el título de Ingeniero Eléctrico. Del 2013 al 2015 obtiene su título de cuarto nivel como Master en la Administración de la Energía y sus fuentes renovables en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, México. Ha desempeñado varios cargos tanto en la empresa privada como pública, como Coordinador de Manejo Eléctrico en NOVACERO planta Lasso; Operador del Centro de Control de Transmisión, Ingeniero de Estudios Eléctricos, Supervisor de Operación de la Zona Norte en CELEC EP-TRANSELECTRIC, docente a tiempo parcial en las facultades de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, y de la Universidad Técnica de Cotopaxi, y en la actualidad como CEO de ELECSATEC CIA. LTDA.



Carlos Quinatoa Caiza.- Nació 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 realizado mediante la obtención de la beca Alemana DAAD, miembro activo de la Instituto de Ingeniero Eléctrico 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.



Fernando Arias Atiaja.- Nació el 02 de septiembre de 1980. Curso los estudios tecnológicos en el Instituto Tecnológico Superior Ramón Barba Naranjo; Título de Tecnólogo en Mantenimiento Eléctrico y Control Industrial. Recibió su título de Ingeniero

Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2021. Sus campos de investigación están relacionados con instrumentación, eficiencia energética y protección ambiental.

Evaluation of the Operation of the Differential Protection 87 in Single-Phase Transformers in the Presence of Faults, Through a Didactic Prototype

Evaluación del Funcionamiento de la Protección Diferencial 87 en Transformadores Monofásicos Ante Presencia de Fallas, Mediante un Prototipo Didáctico

 G. A. Bonilla¹

 E. G. Barahona¹

 X. A. Proaño¹

 W. P. Guamán¹

¹ *Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador*
 Email: gabriela.bonilla7949@utc.edu.ec; edgar.barahona5119@utc.edu.ec; xavier.proano@utc.edu.ec;
wilian.guaman8956@utc.edu.ec

Abstract

In the present work, the construction of a didactic prototype was carried out that allows evaluating the operation of the differential protection 87, through the parameterization of variables, for which several parameters are considered, such as the minimum operating current, the starting current or the pending operation, which together with the measured data, such as the primary and secondary current, which make it possible to determine the value corresponding to the differential current, allowing emulation of the differential protection function 87 and its percentage variant. To achieve the above, Arduino current sensors were used, which together with the Nano microprocessor, of the same brand, will allow data collection, which after processing, will be communicated to LabVIEW where a constant is used, which allows scaling the values obtained in order to develop the programming logic that allows the entry of parameters, selection of CT's, calculation of the differential and minimum operating current, as well as the identification of the operating zones.

Resumen

En el presente trabajo se realizó la construcción de un prototipo didáctico que permite evaluar el funcionamiento de la protección diferencial 87, mediante la parametrización de variables, para lo cual se consideran varios parámetros, como la corriente mínima de operación, la corriente de arranque o la pendiente de operación, los cuales conjuntamente con los datos medidos, como la corriente el primario y secundario, que posibilitan determinar el valor correspondiente a la corriente diferencial, permitiendo emular la función de protección diferencial 87 y su variante porcentual. Para lograr lo anteriormente expuesto, se empleó sensores de corriente de Arduino, los cuales en conjunto con el microprocesador Nano, de la misma marca, permitirá la toma de datos, lo cuales tras su procesamiento, serán comunicados a LabVIEW donde se emplea una constante, la cual permite escalar los valores obtenidos para así, poder desarrollar la lógica de programación que permite el ingreso de parámetros, selección de TC's, cálculo de la corriente diferencial y mínima de operación, así como también la identificación de las zonas de operación.

Index terms— terms Prototype, differential protection 87, parameterization, transformer, parameter input, calculations, operating zone, practical guides, user's guide

Palabras clave— Prototipo, protección diferencial 87, parametrización, transformador, ingreso de parámetros, cálculos, zona de operación, guías prácticas, guía de usuario.

Recibido: 25-10-2022, Aprobado tras revisión: 12-01-2023

Forma sugerida de citación: Bonilla, G.; Barahona, E.; Proaño, X.; Guamán, W. (2023): "Evaluación del Funcionamiento de la Protección Diferencial 87 en Transformadores Monofásicos Ante Presencia de Fallas, Mediante un Prototipo Didáctico". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 99-109

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.543>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos en la actualidad son de gran prioridad dado a que los mismos permiten que la energía sea aprovechada por los diferentes usuarios en el ámbito industrial, comercial y residencial. Dentro de los sistemas eléctricos de potencia el transformador es el elemento más costoso y difícil de reponer en poco tiempo por lo que este elemento debe ser protegido ante fallas que puedan provocar el daño del mismo, una de las principales protecciones, es la diferencial cuya numeración es la 87, la cual permite evitar daños en el transformador a causa de fallas internas al esquema de protección.

Es así que la presente propuesta tecnológica tiene por objetivo evaluar el funcionamiento de la función de protección 87 en un transformador monofásico mediante un prototipo didáctico, de esta forma, se busca constituir una herramienta que permita identificar el principio de funcionamiento de la protección diferencial 87, considerando los parámetros que rigen su funcionamiento, así como también el rol de cada uno de los agentes que se relacionan con la actuación de la función de protección.

De esta manera armoniza los diferentes agentes que se relacionan dentro de situaciones reales donde se emplea la función de protección, por una parte, el prototipo cuenta con diferentes elementos que en conjunto simulan una parte de un sistema eléctrico; así como también cuenta con una etapa en la cual el usuario debe conectar los diferentes elementos de esta protección, lo que permite mediante la práctica profundizar en el funcionamiento de esta protección.

Para lograr que el prototipo didáctico funcione adecuadamente se llevó a cabo un proceso que relaciona aspectos teórico-prácticos, el cual se encuentra especificado en el desarrollo del presente documento, de igual forma, contiene información relacionada al proceso que ha permitido concebir el prototipo didáctico, mostrando los antecedentes que cimentan la presente investigación, el marco teórico que recopila las diferentes temáticas que permiten la evaluación de los principios de funcionamiento, los materiales y métodos que permiten desarrollar los objetivos de la propuesta tecnológica, así como también los resultados obtenidos procedentes de la construcción y funcionamiento del prototipo didáctico, permitiendo que este pueda ser replicado y empleado en diferentes espacios educativos.

2. DESARROLLO

Las corrientes de falla surgen a partir de ciertas anomalías las cuales aparecen por la existencia de condiciones desfavorables de operación en el sistema, por lo tanto, en cuanto a fallas eléctricas se refiere, estas provocan condiciones anormales de operación perjudicando a los elementos de sistema, una falla eléctrica, incide directamente en las componentes de

corriente y voltaje, llegando a ser excesivas por lo cual requiere de elementos de protección, [1].

Los relés de protección ayudan a proteger los equipos que conforman el sistema eléctrico, como el transformador, las líneas de transmisión o distribución, barras, etc., es por esta razón que se clasifica a las protecciones por equipos, función, señal de entrada, y principios de operación, [2].

La protección 87T, más conocida como protección diferencial del transformador, basa su funcionamiento principalmente en la comparación de señales de corriente, dicha protección funciona ante la presencia de fallas internas, y puede contar con características porcentuales variables.

Como se mencionó anteriormente el relé diferencial compara dos corrientes las cuales a su vez se las coteja con la corriente diferencial (I_D), cuando dicha corriente I_D , sea distinta de cero significa que el relé debe funcionar desconectando los circuitos y protegiendo los equipos, para lo cual se identifican primero las corrientes primarias y secundarias del transformador, como se observa en la Fig. 1., [3].

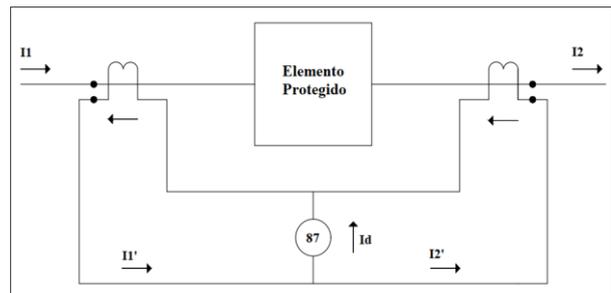


Figura 1: Diagrama de Relé Diferencial

Se debe tomar en cuenta, que en un relé diferencial existen dos zonas de operación, las cuales se delimitan por la ubicación del transformador de corriente (TC), como se observa en la Fig. 2.

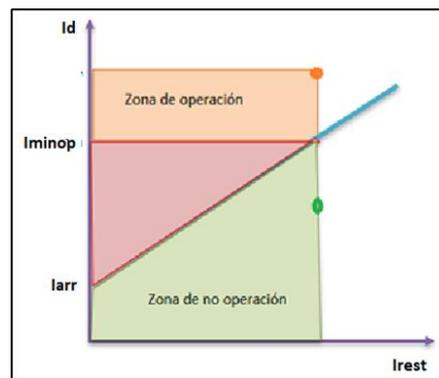


Figura 2: Pendiente de Operación del Relé

2.1. Diagrama de flujo de procesos del módulo didáctico de protección diferencial

Para poder determinar el funcionamiento del módulo es necesario identificar los parámetros con los cuales operará la protección diferencial 87T, según [3], donde

se menciona la necesidad de monitorear los niveles de corriente en el lado primario y lado secundario del transformador, y así verificar bajo qué circunstancias actúa la protección 87T.

Para el diseño didáctico del módulo, se consideraron tanto las características físicas y técnicas, de cada uno de los elementos que integran las etapas de alimentación, medición y de cargas. Debido a las exigencias que se plantean a los técnicos eléctricos, hoy en día surge la necesidad de disponer de sistemas de capacitación modernos, orientados a la práctica, que muestren a los estudiantes el estado actual de la técnica y les transmitan la habilidad necesaria para actuar por sí mismos, por esta razón con la finalidad de una mejor forma de aprendizaje, se decidió que el prototipo didáctico de la protección 87, pueda brindar las ventajas y facilidades ofrecidas por los sistemas de paneles didácticos de Lucas Nülle, [4].

En base a los parámetros de funcionamiento que se observan en la Fig. 3., se elegirán los materiales y elementos que más acorde se encuentren con respecto al funcionamiento del módulo.

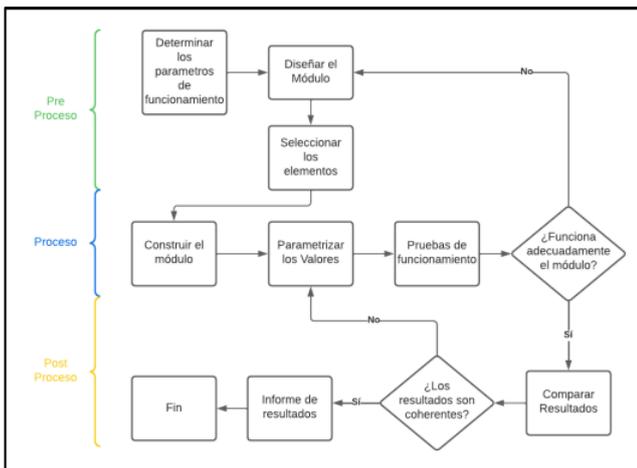


Figura 3: Diagrama de Flujo de los Procesos del Módulo Didáctico de Protección Diferencial

2.2. Materiales

Para poder escoger de forma acertada los materiales usados en la construcción del módulo se consideró un trabajo por etapas, de tal manera que se logró identificar la alimentación, elemento protegido, análisis y toma de datos, simulación de falla, y banco de cargas.

2.2.1 Etapa de alimentación

Dentro de esta etapa se considera el medio físico que permita la conexión necesaria entre el módulo y la fuente de energía, para este caso se ha considerado implementarlo a la red eléctrica. Para proveer de un adecuado servicio eléctrico al módulo se empleó un tomacorriente trifásico de 32 A como se puede observar en la tabla 1.

La protección necesaria para la alimentación del módulo se determina, a partir de la norma NEC 2017, dentro del artículo 210.20, donde se menciona que un circuito derivado que suministra cargas continuas o no continuas, el dispositivo de protección no debe ser inferior a la carga no continua más el 125% de la carga continua, (29).

$$I_p = I_n * 1.25 \quad (1)$$

$$I_p = 2.045A * 1.25 = 2.5562 A$$

Tabla 1: Materiales Generales del Módulo

Material	Características
Tomacorrientes	- Enchufe Pin & Sleeve - IP67 6H Rojo - 32 A 3P+T 380-415 V AC
Portafusibles	- Corriente nominal 32A - Curva de fusible AM GG - Tensión nominal 500 V AC - Tensión nominal del aislamiento 500 V AC 50/60 Hz - 3 polos
Fusibles	- Corriente que soporta 5 A

2.2.2 Etapa de elemento protegido

Para poder simular el funcionamiento de la protección diferencial, se tomó como elemento protegido a un transformador monofásico, cuya potencia es de 500 W, su voltaje de entrada es 220V y el voltaje de salida es de 110 V por lo tanto la relación de transformación es de 2/1.

Considerando trabajar con una potencia que se encuentre cercana al límite de potencia que ofrece el transformador, estableciendo así un rango de funcionamiento del 90%.

2.2.3 Etapa de análisis y toma de datos de corriente y voltaje

La etapa de análisis y toma de datos es la parte central del módulo, ya que mediante esta se podrá llegar a evaluar el funcionamiento de la protección diferencial 87, por lo cual se necesita de ciertos instrumentos de medición que permitan identificar el valor de las corrientes que circulan por la entrada y salida del transformador, considerando así usar TC's,

Para poder enlazar la toma de medidas se necesita de una unidad programable, que permita procesar los datos provenientes del TC, usando así un Arduino Nano.

Considerando la versatilidad de Arduino, se consideró implementar sensores de corriente alterna, que cumplirían con la misma función de un transformador de corriente TC, de igual forma se implementaron sensores de voltaje, los cuales interactúan con la placa Arduino. De esta manera, mediante la toma de datos que provienen de Arduino, a través del puerto de comunicación serial mini USB se procede a establecer comunicación con un programa ejecutable desarrollado en LabVIEW 2019.

De acuerdo con los requerimientos de la protección 87, se debe tomar en cuenta ciertas consideraciones adicionales, una de ellas es el hecho de trabajar con voltaje y corriente alterna, por ende, al ser estas señales sinusoidales, se implementa un filtro pasa bajos.

Una vez que se haya obtenido una señal fiable, ésta pasará hacia el programa ejecutable desarrollado en LabVIEW 2019, el cual se comportará como un medio de comunicación entre el usuario y el módulo, así como también se encargará de emular el funcionamiento de la protección diferencial 87. Los materiales usados en esta etapa se observan en la tabla 2.

Tabla 2: Materiales Electrónicos Para la Toma de Datos del Módulo

Material	Características
Sensor de Corriente ASC712-20 A	- Error de salida: 1.5% - Bajo ruido de señal análoga - Ancho de banda de 80 kHz - Capacidad hasta de 30 A - Sensibilidad de salida de 66 - 180 mV/A
Sensor de Voltaje AC ZMPT101B	- Alimentación 5VDC - Señal de salida análoga - Corriente nominal de entrada y salida: 2 mA
Arduino Nano	- 14 pines de entrada/salida digital - 6 entradas analógicas - Terminal de conexión Mini-USB

2.2.4 Etapa de simulación de fallas del módulo

Para poder evaluar el comportamiento del transformador monofásico ante la presencia de una corriente de falla, es necesario que esta se presente en el módulo, sin embargo, con la finalidad de obtener resultados similares, sin poner en riesgo la integridad de los elementos, se considera simular la falla. Razón por la cual se integró una etapa donde mediante resistencias se pueda unir una rama derivada del secundario y el primario que permite saturar la corriente en ambos devanados, simulando una sobre corriente.

Por lo que es necesario integrar el valor de las resistencias en pasos, de esta forma considerando herramientas de cálculo como la Ley de Ohm, la corriente a saturar en el secundario es:

$$I_{\text{primario}} = \frac{450W}{220V} = 2.045 A$$

$$I_{\text{secundario}} = \frac{450W}{110V} = 4.090 A$$

Considerando la corriente que circula por el banco de cargas, y la necesaria para saturar la corriente en el secundario y el primario se obtiene la corriente que debe pasar por la resistencia de la rama:

- Resistencia en la rama del devanado primario:

$$I_{\text{rp}} = I_{\text{primario}} - I_{\text{carga}} \tag{2}$$

$$I_{\text{rp}} = 2.045 - 1.3635 = 0.6815 A$$

$$Prp = (220 V) * (0.6815 A) = 149.93 W$$

- Resistencia en la rama del devanado secundario:

$$I_{\text{rs}} = I_{\text{secundario}} - I_{\text{carga}} \tag{3}$$

$$I_{\text{rs}} = 4.090 - 2.7272 = 1.3628 A$$

$$Prs = (110 V) * (2.7274 A) = 149.908 W$$

Por lo cual, los materiales seleccionados para simular la falla en el devanado secundario y primario se observan en la tabla 3.

Tabla 3: Materiales del banco de cargas para la simulación de falla

Material	Características
Focos Incandescentes	- Potencia: 50 W - Voltaje: 110/220 V
Interruptor	- Voltaje: 110/220 V
Amperímetro	- Corriente máxima: 10 A - Voltaje de alimentación: 3-12 V DC

2.2.5 Etapa de banco de cargas del módulo

Se implementó elementos que permitan demandar corriente al sistema, a través de cargas que se obtuvieron de la siguiente forma:

$$I_{\text{carga}} = \frac{100W}{110V} = 0.9090A$$

Se planeó el diseño del módulo con tres cargas de un valor de 0.9090 A, dando un total de 2.7272 A.

$$Prs = (110 V) * (2.7272A) = 300 W$$

Los materiales usados para esta etapa se presentan en la tabla 4.

Tabla 4: Materiales del Banco de Cargas del Módulo

Material	Características
Focos Incandescentes	- Potencia: 100 W - Voltaje: 110 V
Interruptor	- Voltaje: 110/220 V
Amperímetro	- Corriente máxima: 10 A - Voltaje de alimentación: 3-12 V DC



Para la conexión entre las diferentes etapas del módulo se empleó ciertos elementos que se puede observar en la tabla 5, los cuales garantizan una correcta conexión, brindando seguridad y facilidades al usuario.

Tabla 5: Materiales Para Conexiones del Módulo

Material	Características
Conectores	- Tipo: Banana para chasis - Diámetro interior: 0.4 cm - Diámetro: 1 cm - Color: Negro y Rojo
Cable conductor	-AWG: 16 - Temperatura: 200 °C - Color: Negro/Rojo

2.3. Diseño de Módulo

Como se mencionó en el punto 2.1, el diseño del módulo está basado en los sistemas de paneles didácticos de Lucas Nülle, apreciada en la Fig. 4.

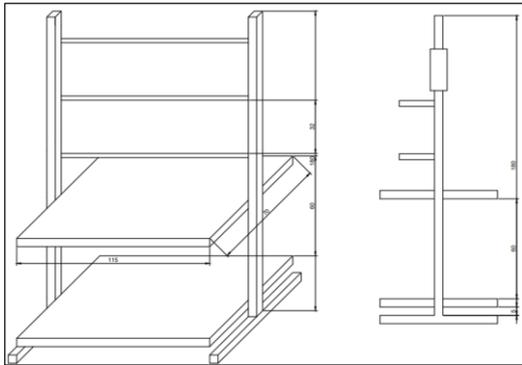


Figura 4: Diseño y Medidas Correspondientes a la Estructura del Módulo

Para las distintas etapas mostradas anteriormente, se construyeron cajas, mismas que se pueden observar en la Fig. 5., donde se colocaran los elementos anteriormente descritos.

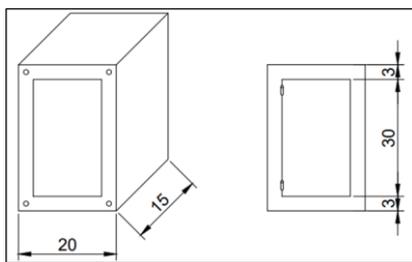


Figura 5: Caja del Transformador Para el Módulo

2.3.2 Etapa de elemento protegido

Para esta etapa se consideró un diseño en el cual se nos permita una fácil identificación y conexión, como se observa en la Fig. 6. En este caso se tienen 3 cajas con un transformador monofásico en cada una.

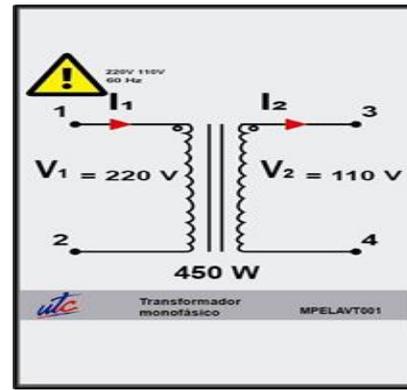


Figura 6: Diseño de la Parte Delantera de la Caja del Elemento Protegido

2.3.3 Etapa de análisis y toma de datos de corriente y voltaje

Ya que esta etapa corresponde al análisis y toma de datos, aquí es donde nos centramos en la programación e interpretación de los datos obtenidos.

Para la toma de datos se emplea el microprocesador Arduino Nano, el cual nos ayudará para el procesamiento de datos de voltaje y corriente obtenidos a través de sensores, en los datos obtenidos de corrientes y voltajes primarias y secundarias, se aplicó un muestreo y filtrado de las señales correspondientes, ya completado este proceso se realiza la comunicación con el software LabVIEW 2019 a través del protocolo de comunicación VISA, permitiéndonos clasificar los datos en corrientes I_1 y I_2 correspondientes al lado primario y secundario.

Para el análisis de los datos se tienen tres subetapas.

- Primera subetapa

Se puede identificar la toma de datos medidos y se centra en la actuación de la protección diferencial, en donde se podrá ingresar el parámetro de corriente mínima de operación, así como también los TAP's correspondientes al lado primario y secundario, de esta manera se obtendrá la corriente diferencial, donde en caso de que esta sea mayor a la corriente mínima de operación la protección actuará.

- Segunda subetapa

Se constituye el cálculo e ingreso de ciertos parámetros asociados la protección diferencial 87 porcentual, estos permitirán determinar el funcionamiento de la protección e identificar el comportamiento del transformador ante la presencia de las corrientes de falla

- Tercera subetapa

Permite identificar la zona de operación y no operación de la protección, en esta se muestra de forma gráfica los parámetros que se han establecido dentro de la segunda etapa, permitiendo evidenciar de forma más didáctica bajo que rangos actúa la protección diferencial. Tomando en cuenta estas consideraciones de

funcionamiento el diseño de la etapa de análisis y toma de datos contempla la implementación de diodos pilotos, los cuales serán los encargados de indicar si la protección diferencial actúa o no, como se observa en la Fig. 7.



Figura 7: Diseño de la parte delantera de la caja del Relé Diferencial

2.3.4 Etapa de simulación de fallas del modulo

Como se muestra en la tabla 4, los elementos usados en esta etapa simulan fallas a través de una saturación de cargas colocadas ya sea en el lado primario secundario del transformador tal como se mencionó en el punto 2.2.4, llegando a simular una falla de alta impedancia.

En la Fig. 8., se puede observar el diseño implementado para esta etapa.

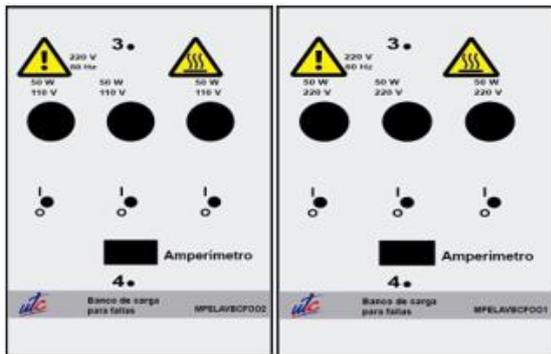


Figura 8: Diseño de la Parte Delantera de las Cajas Correspondientes a los Bancos de Carga para Simulación de Falla

2.3.5 Etapa de banco de cargas del módulo

En esta etapa se contempla la demanda de corriente que puede abastecer al transformador dentro de los límites técnicos de este, su diseño es igual a los observados en la Fig. 8.

3. DESARROLLO DE ALGORITMO DE PROGRAMACIÓN

En la Fig. 9., se presenta el diagrama de flujo que corresponde a la emulación del relé diferencial 87, donde se puede evidenciar cada proceso que permite el funcionamiento de la etapa de toma y análisis de datos.

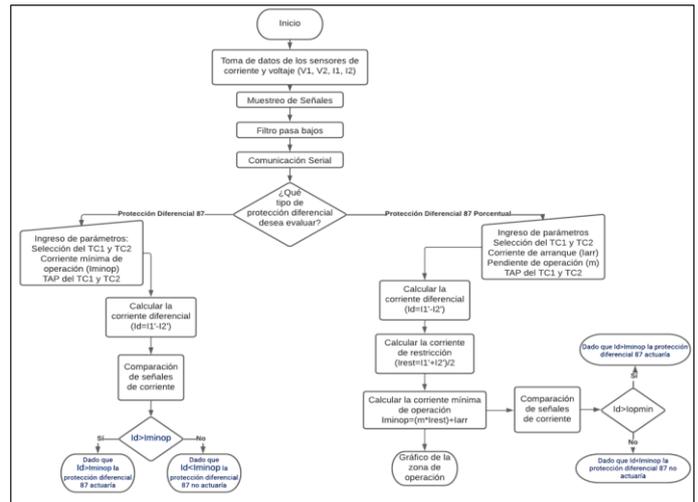


Figura 9: Diagrama de Flujo de la Etapa de Toma y Análisis de Datos

3.1. Toma de Datos

La toma de datos permite conocer la magnitud de corriente que circula por el lado primario y secundario del transformador, así como también los voltajes en bornes del bobinado primario y secundario. Los datos medidos que se reflejan en las posteriores etapas del algoritmo de programación, deben ser lo más confiables y reales posible, puesto que de ello dependerá que los resultados finales sean fiables, debido a esto se usa filtros y muestreo de las señales.

Datos de voltaje

El sensor ZMPT101B de Arduino cuyo principio de funcionamiento, se basa en un transformador el cual refleja el valor que se encuentra en corriente alterna, mediante una relación establecida por la conversión de corriente alterna a corriente continua, como se observa en la Fig. 10.

```
Voltaje_Sensor_V1 = analogRead(sensor_V1)*(5.0 / 1023.0);
Voltaje_Sensor_V2 = analogRead(sensor_V2)*(5.0 / 1023.0);
```

Figura 10: Código de Medición de Voltaje a Través de Sensores en el Primario y Secundario

Datos de corriente

El sensor ACS712-20A, tiene un rango de medición de 0A a 20A, considerando que la máxima corriente que se presenta en el sistema es de 4.09 A. El funcionamiento de este sensor de tipo hall, por lo que el sensor entrega un valor de 2.5V al detectar una corriente de 0A, así a partir de dicha relación y en función de la sensibilidad, la cual está definida por el fabricante y para el sensor seleccionado se encuentra en un valor nominal de 100 mV/A, se establece una relación lineal entre el voltaje de salida del sensor y la corriente, que se establece de la siguiente forma, permitiendo el despeje de la corriente para poder obtener el valor de esta.

$$V = mI + 2.5 \tag{4}$$



Para que el algoritmo de programación funcione correctamente se necesitó cambiar los valores obtenidos de bytes a voltaje, como se observa en la Fig. 11.

$$V_{\text{voltaje}} = V_{\text{bytes}} * 5/1023$$

```
Voltaje_Sensor_I1 = analogRead(sensor_I1)*(5.0 / 1023.0);
I1 =(Voltaje_Sensor_I1 - 2.5)/sensibilidad;

Voltaje_Sensor_I2 = analogRead(sensor_I2)*(5.0 / 1023.0);
I2 = (Voltaje_Sensor_I2 - 2.5)/sensibilidad2;
```

Figura 11: Código de Medición de Corriente a Través de sensores en el Primario y Secundario

Al realizar estos procesos se obtuvieron las siguientes señales de corriente de las Figs. 12 y 13., las cuales se puede evidenciar que presentan una inestabilidad de corriente debido a la sensibilidad del sensor y a la presencia de ruido.

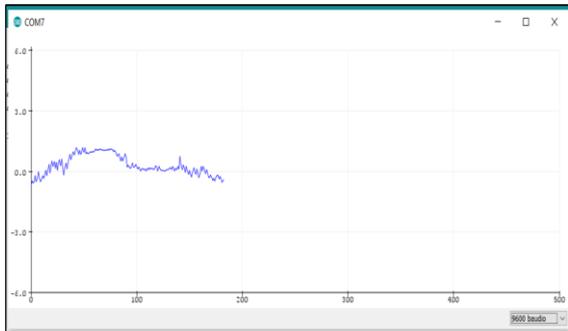


Figura 12: Señal Percibida por el Sensor N°1

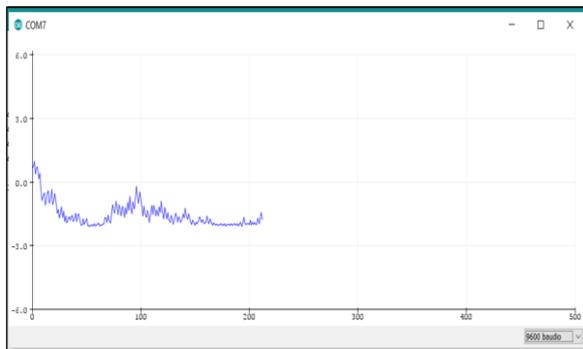


Figura 13: Señal Percibida por el Sensor N°2

3.2. Muestreo de Señales

Para poder facilitar el análisis de los datos mostrados se usa el muestreo también denominado Discretización de señal, es el primer paso a realizar en un proceso en el cual se quiere convertir de una señal analógica con tiempo y amplitud a una señal digital con tiempos y amplitud discretos. Dicha conversión (Conversión A/D), se realiza porque las señales digitales tienen varias ventajas al momento en la que son procesadas y tiene facilidad de multiplexaje, [5].

Para establecer el muestreo, se definió el tiempo durante el cual se desea tomar valores correspondientes a la señales, dado a que la fluctuación de valores no es significativa y considerando la importancia de la segmentación de las señales se consideró tomar muestras

por un tiempo de 0.05 segundos, lo cual representó tomar medidas durante 3 ciclos, para poder definir un valor promedio de los datos seleccionados, durante este tiempo se obtuvieron corrientes máximas (I_{max}, I_{max2}) y mínimas (I_{min}, I_{min2}), por lo que a partir de estas se determinó un valor promedio de corriente, obtenido las señales de las Figs. 14 y 15.

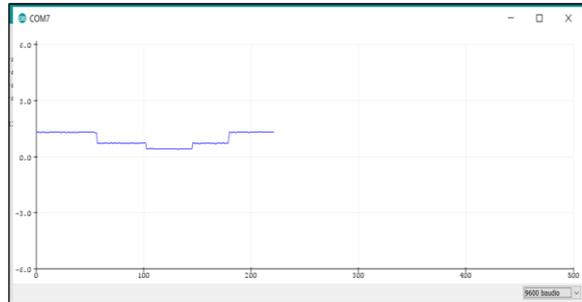


Figura 14: Muestreo de la Señal en el Sensor N°1

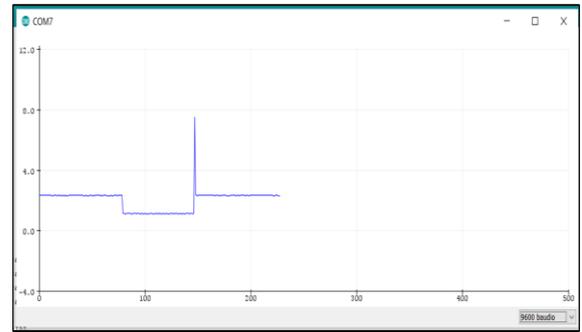


Figura 15: Muestreo de la Señal en el Sensor N°2

En caso del voltaje se lleva a cabo el mismo proceso.

3.3. Filtro Pasabajos

Después de aplicar el muestreo se consideró la aplicación de un filtro pasabajos para poder tener señales que no presentan una distorsión significativa.

Se aplicó un filtro pasa bajos de media móvil, funciona igual que un filtro analógico pasa-bajo, ya que atenúa la frecuencia más alta y solo deja pasar frecuencias más bajas, pero este tipo de filtro, se considera como un filtro digital ya que se lo puede aplicar a un Arduino, y funciona de manera que va creando promedios de cada lectura tomada y nos entrega una salida de datos más estables que los que se obtienen en la lectura original, para poder realizar este tipo de filtrado se basa en la siguiente ecuación, [6].

$$D_{\text{datos filtrados}} = (\alpha * D_{\text{dato leído}}) + \quad (5)$$

$$(1 - \alpha) * D_{\text{dato filtrado}}$$

Se considera que entre más pequeño el valor de Alpha es mejor la atenuación del sistema, considerando un Alpha de 0.2. Las señales obtenidas se pueden observar en las Figs. 16 y 17.

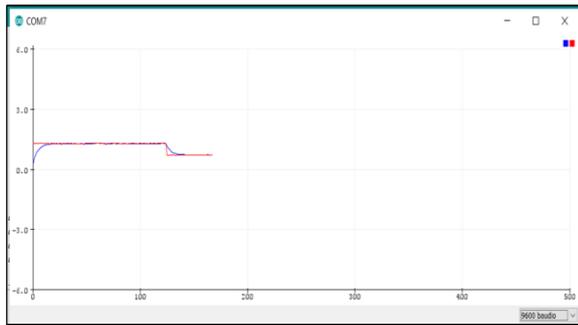


Figura 16: Filtrado de la Señal en el Sensor N°1

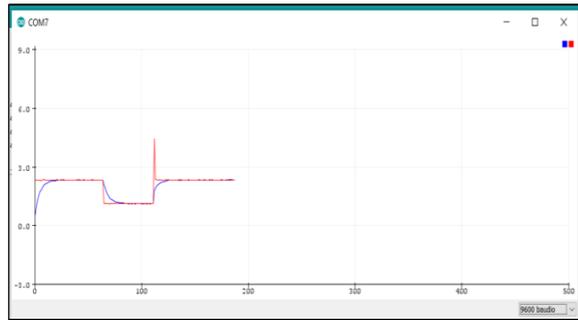


Figura 17: Filtrado de la Señal en el Sensor N°2

3.4. Comunicación Serial

Una vez que la etapa de toma y procesamiento de datos a culminado, se procedió con la etapa de comunicación, donde a través de un proceso de comunicación VISA RS-232, el cuál es una herramienta que permite establecer una comunicación virtual a través de un puerto serial entre Arduino y LabVIEW 2019, se enviaron los datos procesados para su posterior utilización en el emulador de la protección diferencial 87 del prototipo didáctico.

3.5. Emulación de la Protección Diferencial

La emulación de la protección diferencial fue llevada a cabo en el software LabVIEW 2019, considerando las herramientas que este brinda su entorno de programación gráfico. Dentro de la programación realizada, se brindan las condiciones para evaluar el funcionamiento de la protección diferencial 87; así como también su variante porcentual, donde se buscó graficar su correspondiente zona de operación

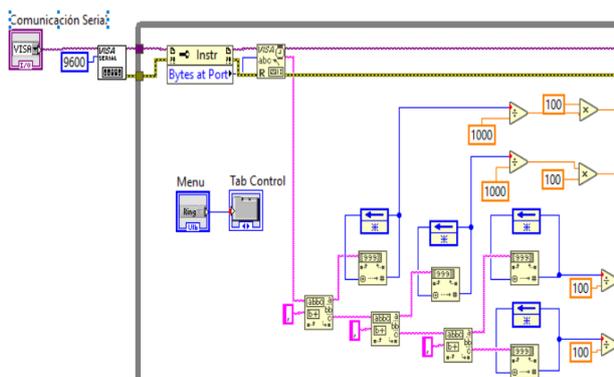


Figura 17: Bloque de Comunicación Serial

Se implementó una constante k con el valor de 100, la cual tiene como finalidad escalar los valores de corriente que se emplearán en las próximas etapas, como se muestra en la Fig. 17.

- **Protección diferencial**

Para poder llevar a cabo el funcionamiento de la protección diferencial 87 fue necesario considerar los parámetros a ingresar, en este caso se contempló el ingreso de la corriente mínima de operación, así como también el valor del TAP y el valor de los TC's ubicados en el lado de alta y baja del transformador.

Cada parámetro a ingresar se aseguró con valores máximos y mínimos de ingreso, como en la corriente mínima de operación la cual se pueden ingresar valores de 0-10 A, los valores nominales de los TAP 1 y 2 son 5. Los valores de rango de los TC's 1 y 2 son del 1 al 10.

También se usó una función de comparación, seleccionar (select), la cual toma una condición y opera dentro de lo establecido, por ejemplo, en el caso del TAP primario (TAP1), en caso de ingresar un valor mayor a 10, la condición $TAP > 10$, se cumpliría por lo que cambiaría el valor ingresado por 10, y así para los tres parámetros como se indica en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* De igual forma, la interfaz brinda la opción de escoger el valor del TC que mejor se acople al caso práctico en ejecución, para ello se ha considerado integrar los valores comerciales.

Una vez ingresados los datos en la interfaz mostrada en la Fig. 18, se procede con los cálculos correspondiente para saber si la protección diferencial actuaria o no enviando un mensaje de activación.

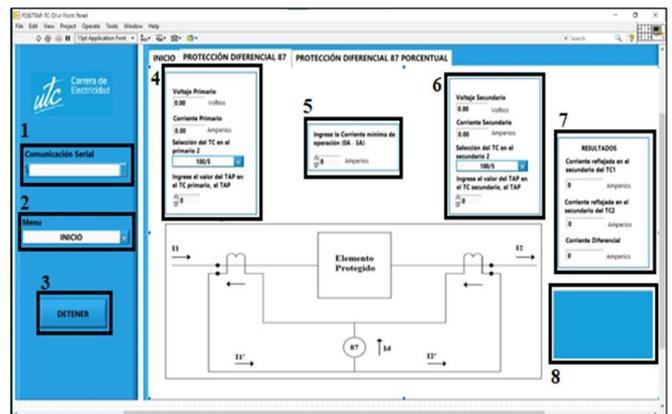


Figura 18: Interfaz Correspondiente a la Primera Etapa

- **Protección diferencial porcentual**

Para emular el funcionamiento de la protección diferencial 87 de carácter porcentual fue necesario considerar los parámetros que se asocian con el principio de funcionamiento de la misma, por lo tanto, en el presente caso se consideró que, a más de los datos medidos de corriente y voltaje, es necesario el ingreso de

la pendiente de operación, la corriente de arranque y los valores del TAP correspondiente a los TC's del primario y secundario respectivamente.

También se tienen valores de restricción mínimos y máximos, en el caso de la pendiente de operación (m) es de 0% a 100%, la corriente de arranque es de 0 a 5 A, y los valores de los TC's pueden variar en un rango del 1 al 10, siendo su valor nominal 5. Se aplica la misma función de comparación (selec), para los TAP's.

Una vez definidos los valores procede la emulación de la protección diferencial 87 porcentual, definiendo la corriente diferencial, la corriente de restricción y la corriente mínima de operación, una vez obtenidos todos estos valores se realiza la comparación de las señales para poder observar si la protección diferencial porcentual actúa o no, enviando un mensaje de actuación como se ve en la Fig. 19.

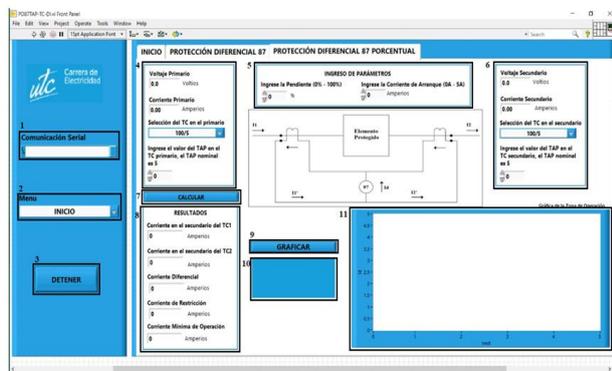


Figura 19: Interfaz Correspondiente a la Segunda Etapa y Zona de Operación

Una vez que se ha establecido el funcionamiento de los bloques de programación correspondiente a la protección diferencial 87 y su variante porcentual es importante que los indicadores físicos de funcionamiento (focos piloto) se accionen en función de los valores que se analicen, para ello se ha asignado el valor de 1 para la protección diferencial 87 y 2 para la protección diferencial 87 porcentual, de esta forma, mediante un ciclo "while" se evaluará que datos debe comunicarse a Arduino para la activación de los focos piloto.

- **Zona de operación**

Una vez que efectuó la emulación correspondiente a la protección diferencial 87 porcentual, se puede identificar su zona de operación en función de los parámetros que se definieron previamente, para ello, en el presente bloque se considera que, a partir de los 69 datos medidos, y los cálculos correspondientes se podrá visualizar la actuación de la protección.

Para poder realizar la gráfica correspondiente a la zona de operación de la protección se consideró tomar los datos correspondientes a la corriente diferencial, corriente de arranque, corriente de restricción y la corriente mínima de operación. En función de las características de funcionamiento de la herramienta

gráfica "XY" de LabVIEW 2019, se implementó un arreglo, en forma de vectores que permita graficar cada punto de la zona de operación, esté a su vez, se encuentra dentro de un bucle "while" el cual se limitó por un botón que permite cambiar la gráfica en caso de que los parámetros que considera la protección diferencial 87 porcentual hayan sido alterados.

4. RESULTADOS

Los sensores empleados dentro de la etapa de toma de datos deben ser sometidos a un análisis previo que permita determinar la confiabilidad de los mismos, puesto que este particular permitirá demostrar la fiabilidad de los resultados que se obtengan a partir del módulo.

Se realizó las pruebas correspondientes a la protección 87 en todas sus características, obteniendo resultados adecuados en el laboratorio, pero no se indican como tal estos elementos en el presente texto ya que solo se tomó en cuenta a los puntos más relevantes.

Para poder determinar el error de medida de los sensores se emplea la metodología anteriormente indicada dentro del capítulo cuatro, donde en base a una premisa confiable se podrá obtener ciertas conclusiones. En el caso de la toma de datos, se hará una comparación entre los resultados obtenidos por los sensores de corriente y voltaje de Arduino, y un multímetro de la marca Fluke, modelo; para determinar el error que existe dentro de la toma de datos se emplea las siguientes fórmulas:

Error de corriente

$$\% \text{ error} = \frac{I_{\text{Fluke}} - I_{\text{Sensor}}}{I_{\text{Fluke}}} * 100$$

Donde:

I_{Fluke} : corresponde al valor medido por el instrumento de medición.

I_{Sensor} : corresponde al valor medido por el sensor de corriente.

Error de voltaje

$$\% \text{ error} = \frac{V_{\text{Fluke}} - V_{\text{Sensor}}}{V_{\text{Fluke}}} * 100$$

Donde:

V_{Fluke} : corresponde al valor medido por el instrumento de medición.

V_{Sensor} : corresponde al valor medido por el sensor de voltaje.

- **Caso N°1**

Para el primer caso se consideró comparar las corrientes obtenidas, cuando la etapa del elemento protegido esté interconectada con la etapa de carga, obteniendo una potencia de la carga de hasta 300W.

Medición de corriente

Tabla 6: Error Entre Corrientes Medidas con el Sensor y el Multímetro Fluke

Primario			Secundario		
I Fluke	I sensor	% error	I Fluke	I sensor	% error
1,32	1,312	0,61	2,35	2,61	0,47

Medición de voltaje

Tabla 7: Datos de Corriente Medida

Primario			Secundario		
V Fluke	V sensor	% error	V Fluke	V sensor	% error
210,0	213,3	1,6	100,0	107,0	7

Casos prácticos: Falla en el lado Secundario del transformador para la protección diferencial

Tabla 8: Datos de Corriente Medida

Corriente Medida	
Corriente medida en el primario (I1) A	205,15
Corriente medida en el secundario (I2) A	395,3

Para la protección diferencial se debe ingresar la corriente mínima de operación, así como también los TAP correspondientes a los TC's, los cuales son considerados parámetros, mostrados en la tabla 8.

Tabla 9: Parámetros Requeridos Para la Actuación de la Protección Diferencial

Parámetros	
Corriente mínima de operación (I minop)	1
TAP TC1	4
TAP TC2	5
TC1	250
TC2	400

Tabla 9: Resultados del Caso de Estudio Obtenidos en el Módulo Didáctico

Resultados	
Corriente en el secundario TC1	3,28
Corriente en el secundario TC2	4,94
Corriente diferencial Id	1,66

Para poder comparar los valores obtenidos en el módulo didáctico presentados en la tabla 9, se procede a realizar el cálculo manualmente.

Para la corriente en el secundario del TC1 se obtiene

$$I'_{1TC1} = I1 * \frac{TAPT_{C1}}{5} * \frac{5}{TC1}$$

$$I'_{1TC1} = 205,15 * \frac{4}{5} * \frac{5}{250} = 3.282$$

Para la corriente en el secundario del TC2 se obtiene:

$$I'_{2TC2} = 395,3 * \frac{5}{5} * \frac{5}{400} = 4,941$$

Corriente diferencial

$$Id = |I'_{1} - I'_{2}|$$

$$Id = |3,282 - 4,941| = 1,659$$

Por lo tanto, en base al principio de funcionamiento que rige a la protección diferencial 87, se puede determinar que:

$$Id > Iminop$$

$$1,659 > 1$$

Llegando a la conclusión que la protección diferencial actúa.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El proceso de construcción del módulo se desarrolló enfocado en brindar las facilidades correspondientes para llevar a cabo casos prácticos que permitan evaluar el funcionamiento de la protección 87, por lo tanto, la parte estructural permite identificar plenamente los elementos empleados en cada caso, de igual forma, las conexiones internas de cada etapa brindan la seguridad de que cada interconexión se realizará de manera adecuada y eficiente.
- El error que se pudo determinar entre las mediciones de corriente del módulo y las mediciones realizadas con un multímetro son menores al 1.6 % en los 3 casos de estudio. • Una vez que se han planteado los casos prácticos, como el caso N°2, que permitirán al usuario parametrizar y evaluar el funcionamiento de la función de protección diferencial 87, se confirma que la corriente de arranque es un parámetro que permite el cambio de estado de la protección, puesto que si el valor pasa de 0.1 A a 0.2 A, se presentan las condiciones para la actuación de la protección, lo cual se corrobora en la gráfica de la zona de operación.
- El módulo cuenta con las herramientas necesarias para poder parametrizar las variables asociadas a la protección diferencial, como la



pendiente, la corriente de arranque en caso de la protección diferencial porcentual, mientras que en la zona de protección diferencial se puede ingresar el valor de la corriente mínima de operación, permitiendo.

- Si bien es cierto cada una de las etapas que constituyen el módulo de protecciones eléctricas, son de vital importancia para el funcionamiento del módulo, la etapa medular del mismo la constituye la toma y análisis de datos, puesto que esta es la encargada de emular el funcionamiento del relé diferencial, a la vez que permite la comunicación entre el usuario y el módulo.
- Se recomienda que para posibles trabajos futuros se realice una implementación de la funcionalidad de bloqueo ante energizaciones de transformadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Danilo Vizúete y Sares José, “Diseño e implementación de un módulo didáctico de protecciones y sistemas eléctricos de potencia aplicado a sistemas de generación”, Universidad Politécnica Salesiana SEDE Guayaquil, Guayaquil, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://dSPACE.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14190/1/UPS-GT001880.pdf>
- [2] J. E. Guerrero, “GUÍA DE SELECCIÓN DE SISTEMA DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES POR MEDIO DE RELÉS BASADOS EN MICROPROCESADORES APLICADO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN”, p. 100.
- [3] R. Caiza y M. Ramos, “Análisis de la pendiente de operación del relé diferencial frente a fallas trifásicas en régimen permanente, aplicado a un banco de transformadores trifásicos (Yd1)”, Trabajo de Titulación, UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI, Latacunga, 2019.
- [4] “Tecnología de accionamientos Sistemas de capacitación, Electrónica de potencia, Máquinas eléctricas - PDF Free Download». <https://docplayer.es/23576674-Tecnologia-de-accionamientos-sistemas-de-capacitacion-electronica-de-potencia-maquinas-electricas.html> (accedido 28 de diciembre de 2022).
- [5] Jimmy Corté, Cano Hugo, y Chaves José, “FUNDAMENTOS Y APLICACIÓN DEL MUESTREO EN SEÑALES UBICADAS EN LAS BANDAS ALTAS DEL ESPECTRO”, Red Rev. Científicas América Lat. El Caribe Esp. Port., vol. XIV, n.o 39, p. 7, sep. 2008.
- [6] W. O. Hachen, «Implementación de filtros pasa bajos», Medium, 26 de junio de 2020. <https://willyexe97.medium.com/implementaci%C3>

%B3n-de-filtros-pasa-bajos-d50626c972be (accedido 9 de febrero de 2022).



Gabriela Alejandra Bonilla.- Nació en Latacunga en 1999. Su ciclo escolar lo cursó en la escuela Elvira Ortega, sus estudios secundarios los realizó en la Unidad Educativa Jean Piaget, sus estudios superiores los completó en la Universidad Técnica de Cotopaxi, en la carrera de Ingeniería en Electricidad, Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas. Su título actual es Ingeniera Eléctrica. Su campo de investigación se encuentra relacionado con las energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.



Geovanny Barahona Vaca.- Nació en Riobamba en el año 2000. Su ciclo escolar lo cursó en la Unidad Educativa “San Vicente de Paul”, posteriormente sus estudios los complementó en la Unidad Educativa “Carlos Cisneros”, obteniendo el título de Bachiller en Mecatrónica, actualmente ha culminado sus estudios universitarios en la Universidad Técnica de Cotopaxi, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas en la carrera de Ingeniería en Electricidad.



Xavier Proaño Maldonado.- Nació en Latacunga Ecuador, en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; de Master en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2013. Su campo de estudio se encuentra relacionado con Alto Voltaje, Energías Renovables, Protecciones Eléctricas y Sistemas Eléctricos de Potencia. Docente de planta a tiempo completo de la Carrera de Ing. Eléctrica en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.



Wilian Guamán Cuenca.- Nació en Riobamba, Ecuador en 1989. Recibió su título de Ingeniero en Electromecánica por la Universidad de las Fuerzas Armadas “ESPE” en 2013 y su título de Master Universitario en Ingeniería de la Energía por la Universidad Politécnica de Madrid en 2017. Actualmente trabaja como docente en la carrera de Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi y sus campos de investigación están relacionados con el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

Numerical analysis by CFD for the forced boiling process with isobutane circulating through square tubes

Análisis numérico mediante CFD para el proceso de ebullición forzada con isobutano que circula por tubos cuadrados

 F. Toapanta¹  C. Tamay¹  W. Quitiaquez¹

¹Ingeniería Mecánica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: ltoapanta@ups.edu.ec; ctamay@ups.edu.ec; wquitiaquez@ups.edu.ec

Abstract

The purpose of this investigation is to compare the development of the boiling phenomenon in an analytical and numerical way, by means of the heat transfer coefficient for two phases and the steam quality with the R600a refrigerant, inside a square steel tube up to 3 cm side, the simulation is carried out using a software for computational fluid dynamics (fluid ANSYS). Finding an increase in steam quality for high calorie flow and low thickness. Finally, it finds the maximum phase change by boiling for flow of 400 kg/m²·s, heat of 20,000 W/m², with 88% steam for the central point in the exit edge condition.

Index terms— Boiling, Isobutane, CFD, Simulation, ANSYS

Resumen

El propósito de esta investigación es analizar el desarrollo del fenómeno de ebullición de forma numérica, mediante el coeficiente de transferencia de calor para dos fases y la calidad del vapor con el refrigerante R600a, en el interior de un tubo cuadrado de acero de hasta 3 cm de lado, la simulación se realiza mediante un software de dinámica de fluidos computacional (Fluid ANSYS). Encontrar un aumento en la calidad del vapor para un flujo alto de calor y un espesor bajo. Finalmente, encuentra el máximo cambio de fase por ebullición para caudal de 400 kg/m²·s, calor de 20.000 W/m², con 88% de vapor para el punto central en condición de borde de salida.

Palabras clave— Ebullición, Isobutano, CFD, Simulación, ANSYS

Recibido: 05-09-2022, Aprobado tras revisión: 11-01-2023

Forma sugerida de citación: Toapanta, F.; Tamay, C.; Quitiaquez, W. (2023). “Análisis numérico mediante CFD para el proceso de ebullición forzada con isobutano que circula por tubos cuadrados”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue II, Pp. 110-118

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.534>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Two-phase flow and boiling phenomena are used in a variety of processes and applications, such as refrigeration systems, air conditioning and heat pumping, energy conversion and heat exchange systems, thermal chemical processes, cooling of electronic components of high power, among others [1]. The study of the boiling process in domestic, commercial, and industrial refrigeration applications has increased in recent years, however, most of these studies have emphasized round pipes and research on other types of geometry is almost nil. Square pipes in the transport of fluids are important in installations with few irregularities and for long lengths.

Compliance with environmental regulations requires the use of environmentally friendly refrigerants. Refrigerant manufacturers are currently pushing their efforts in the development of new low-GWP refrigerants, which can replace common HFCs [2]. A natural refrigerant (R600a) not only has a value of zero in ODP and very low GWP, but it also has other thermodynamic advantages over other refrigerants, such as a low liquid density than most HFC's [3], [4].

With the phasing out of conventional refrigerants, isobutane (R600a) emerged as the main alternative in the refrigeration industry. Hydrocarbons, the class of refrigerant to which R600a belongs, are viable substitutes as they possess favorable cooling thermal properties. However, the investigation of this refrigerant goes beyond its use alone; its compatibility and performance with compressor oils are currently being investigated [5].

The high latent heat of the R600a requires a smaller compressor size to provide the same capacity [6]. Due to its good cooling performance and environmentally friendly characteristics, R600a has been used as an alternative refrigerant in heat transfer applications such as refrigerators, freezers, and heat pumps, although it is flammable [7].

Flow boiling in refrigerants within the tube in macroscale or conventional channels can be classified according to nucleate boiling (related to the formation of vapor bubbles on the surface of the tube wall) and convective boiling (related to conduction and convection) [8], [9].

Copetti et al. [10] carried out an experiment to investigate the heat transfer of the boiling flow for R600a in a tube with an internal diameter of 2.6mm. They found that the heat transfer coefficient increased with heat flow at low steam qualities.

Unlike experimental studies, Computational Fluid Dynamics (CFD) simulations are better able to provide detailed information on local hydrodynamics and two-phase boiling flow heat transfer, therefore it can be used as a tool. of additional research [11]. The difficulty of

flow boiling simulation is mainly due to two challenges: the interface tracking algorithm and the phase change model. The domain flux of surface tension makes monitoring difficult because the interfacial curvature is inversely proportional to the dimension [12].

Ferrari et al. [13] conclude that, the velocity of the bubble in a square channel is always larger than that in a circular channel. This happens because the cross-sectional area occupied by the liquid film in a square channel is larger.

Over the years, various methods have been developed for the study of phase change [14], [15]. The Lagrangian or Eulerian method is used to evaluate the interface. In Lagrangian methods, the interface is represented by mesh faces, which allows an accurate evaluation of the normal gradient of the interface [16], [17]. However, it is expensive to trace complex interfacial deformation in transient problems using a moving mesh with Lagrangian methods. In Eulerian methods, the interface geometry is reconstructed from a color function that is used to track phases, such as the volume fraction in fluid volume (VOF) methods. This allows convenient monitoring of complex interface deformations [18], [19].

The objective of this research is to determine numerically by ANSYS Fluent, the boiling process of the natural refrigerant R600a that circulates inside large square pipes.

2. METODOS Y MATERIALES

For this study, a square pipe section is considered, 1.5 m long with a variable side distance starting from 20 mm to 30 mm, these dimensions are found in the Ecuadorian industry. In Fig. 1, the dimensions of the pipe to be simulated can be seen. On the other hand, it is essential to clarify the material of the pipe, it is commercial steel distributed in the Ecuadorian industry.

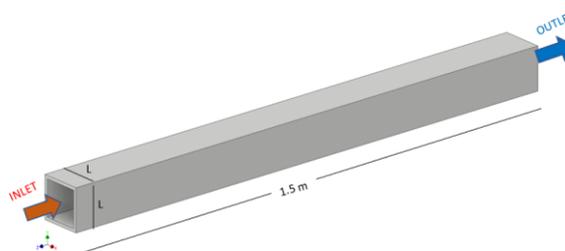


Figure 1: Diagram and dimensions of the analysis pipe

The analysis is carried out for various types of square tubes, with different side lengths. However, the mass flow for R600a is modified with values of 300 and 400 kg/m²-s, in addition, the heat flow is also a variant in this study, it is analyzed for values of 10, 15 and 20 kW/m².

It has already been mentioned, the fluid to be used is R600a (Isobutane) refrigerant, which is a natural refrigerant and very friendly to the environment and completely safe. The boiling process is carried out at a temperature of 8 °C, where the fluid enters in a state of saturated liquid and the output is a mixture of liquid with steam at the same entering temperature.

Table 1 shows the thermophysical properties of R600a at saturation temperature, for the liquid phase as well as for the vapor phase.

Tabla 1: Thermophysical properties of R600a refrigerant [20], [21]

Property	Liquid phase			Vapor phase
	T=5°C	T=8°C	T=10°C	T=8°C
Density, [kg/m ³]	574.6	571	568.6	5.507
Specific heat, [J/kgK]	2327	2345	2357	1690
Thermal conductivity, [W/m·K]	0.09652	0.09535	0.09457	0.01516
Viscosity, [Pa·s]	0.0001879	0.0001815	0.0001774	7.205e-6
Molecular weight, [kg/kmol]	58.12	58.12	58.12	58.12
Surface tension, [N/m]	0.01218	0.01182	0.01159	0.01182
Enthalpy of vaporization, [J/kg]	350100	347100	345100	347100
Saturation pressure, [kPa]	186.4	206.3	220.3	206.3

2.1. Numerical models

The term boiling is used to describe the situation where the temperature is higher than the temperature at the boiling point. The energy is transferred directly from the wall to the liquid, this heat will cause the temperature of the liquid to increase and generate steam.

In the Fluent ANSYS the boiling models are developed in the context of the Eulerian multiphase model. Multiphase flows are governed by conservation equations for the continuity of the phase, momentum and energy, these equations are shown below, respectively.

Where, \vec{V}_q is the velocity of phase q. And \dot{m}_{pq} characterizes the mass transfer from phase p to q, \dot{m}_{qp} is the transfer of mass from phase q to p, and you can specify these separately. $\bar{\tau}_q$ is the stress tensor for phase q, λ_q and μ_q is the shear and apparent viscosity of phase q, \vec{F}_q is a force external to the body, $\vec{F}_{lift,q}$ bearing force, $\vec{F}_{wl,q}$ a wall lubrication force, $\vec{F}_{vm,q}$ is a virtual mass force, $\vec{F}_{td,q}$ is a turbulent dispersion force and \vec{R}_{pq} is the interaction force between the phases. \vec{V}_{pq} is the speed between the phases [22].

These fundamental formulas are the basis of the Rensselaer Polytechnic Institute (RPI) models, the phenomenon is modeled by the nucleate boiling of RPI exposed by Kurual and Podowski [23].

The total heat flux from the wall to the liquid is divided into two components, called convective heat flux and evaporative heat flux.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{V}_q) = \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) + S_q \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_q \rho_q \vec{V}_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{V}_q \vec{V}_q) = -\alpha_q \nabla p + \nabla \cdot \bar{\tau}_q + \alpha_q \rho_q \vec{g} + \sum_{p=1}^n (\vec{R}_{pq} + \dot{m}_{pq} \vec{V}_{pq} - \dot{m}_{qp} \vec{V}_{qp}) + (\vec{F}_q + \vec{F}_{lift,q} + \vec{F}_{wl,q} + \vec{F}_{vm,q} + \vec{F}_{td,q}) \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_q \rho_q h_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{u}_q h_q) = \alpha_q \frac{dp_q}{dt} + \bar{\tau}_q \cdot \nabla \vec{u}_q - \nabla \vec{q}_q + S_q + \sum_{p=1}^n (\vec{Q}_{pq} + \dot{m}_{pq} h_{pq} - \dot{m}_{qp} h_{qp}) - \nabla \cdot \sum_j h_{j,q} \vec{J}_{j,q} \quad (3)$$

$$\bar{\tau}_q = \alpha_q \mu_q (\nabla \vec{V}_q + \nabla \vec{V}_q^T) + \alpha_q \left(\lambda_q - \frac{2}{3} \mu_q \right) \nabla \cdot \vec{V}_q \vec{I} \quad (4)$$

$$\dot{q}_w = \dot{q}_C + \dot{q}_E \quad (5)$$



The heated surface of the wall is subdivided into, area A_b which is covered by nucleation bubbles and a portion $(1-A_b)$, which is covered by fluid.

The convective heat flux q_c is expressed as:

$$\dot{q}_c = h_c(T_w - T_l)(1 - A_b) \quad (6)$$

The evaporative flow q_E is given by equation 7:

$$\dot{q}_E = V_d N_w \rho_v h_{fv} f \quad (7)$$

Where, h_c is the heat transfer coefficient for a single phase, T_w and T_l are the wall and liquid temperatures, respectively. V_d is the volume of the bubble based on the exit diameter of the bubbles, N_w is the density of the active nucleated site, ρ_v is the density of the vapor, h_{fv} is the latent heat of vaporization and f is the exit frequency of the bubble.

The κ - ϵ (kappa-epsilon) turbulence model is one of the most widely used in the field of CFD simulation, the two-equation model has presented robust results in the turbulence field for both kinetic energy and energy dissipation, kappa, and epsilon, respectively.

Within this two-equation model are other submodels, such as standard, RNG and realizable. All three could be used for the simulation of the boiling process, however, the RNG model was chosen for its great adaptability to the fluid and working geometry. On the other hand, this model was derived using a certain statistical technique normalization group theory, it is like the standard basic model, although, it includes certain improvements.

For the transport equations involving the κ - ϵ RNG model are described below. Equation 8 represents the turbulent kinetic energy and equation 9 is the turbulent dissipation energy.

In the equations, G_k represents the turbulence kinetic energy production due to the average velocity gradients. G_b is the generation of turbulence kinetic energy due

to buoyancy. The quantity Y_M symbolizes the contribution of the fluctuation dilation to incompressible turbulence to the overall dissipation rate. $C_{1\epsilon}$, $C_{2\epsilon}$ and $C_{3\epsilon}$ are constants. σ_k and σ_ϵ are the turbulent Prandtl number for k and ϵ , respectively. S_k and S_ϵ are user-defined source terms [22].

3. RESULTS AND DISCUSSION

In the simulation process, meshing the convergence of the solution is extremely important, since, with a good mesh size, the transport equations for energy, continuity, boiling, momentum and turbulence will be obtained, they can be appropriately discretized inside the analysis geometry.

In Fig. 2, the mesh made to the square steel tube can be seen, as well as the size of the mesh, which for this investigation is ideal.

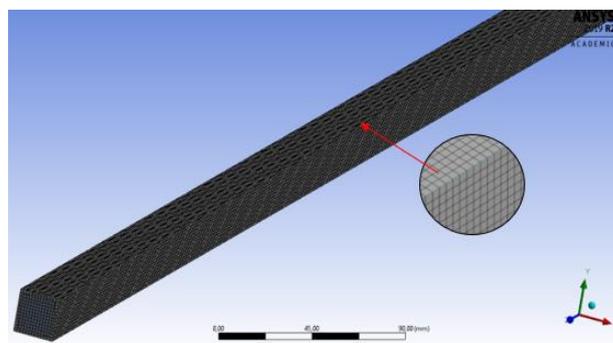


Figure 2: Geometry meshing

Although the mesh looks perfect and does not show irregularities, it is essential to carry out a meshing convergence study, for this, the computational tool, skewness, is used, which details how much is the minimum value required for the mesh to work and converge to any type of CFD simulation. Where a value of 0 represents that all the elements are equilateral, while, for an interval between 0-0.25 the mesh is excellent and for values that are in 0.25-0.5 the mesh is good.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\alpha_k u_{\text{eff}} \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \epsilon - Y_M + S_k \quad (8)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \epsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\alpha_\epsilon u_{\text{eff}} \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (G_k + C_{3\epsilon} G_b) - \rho C_{2\epsilon} \frac{\epsilon^2}{k} - R_\epsilon + S_\epsilon \quad (9)$$

Fig. 3 shows the mesh convergence for the analysis geometry after performing a meshing technique, under the size regulation procedure. Likewise, it is appreciated that the greatest number of elements are between 0-1, therefore, the meshing is excellent for any simulation process with Fluent.

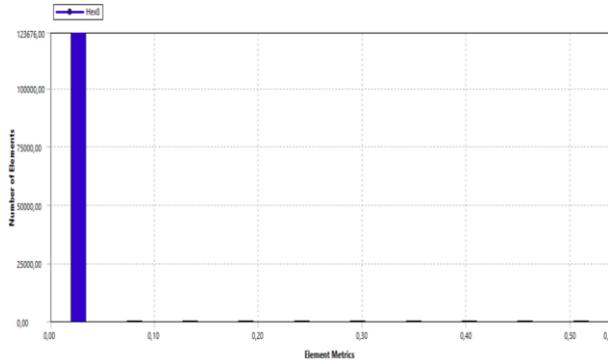


Figure 3: Mesh convergence with the Skewness tool

Fig. 4a indicates that, the boiling process inside a square tube occurs from the wall to the inside of the tube, however, it is visualized in a plane in the central part of the pipe, the red part represents the refrigerant vapor, while the blue part is the liquid phase. The steam is only located in the upper part, this is because the liquid has a higher density than the steam and for this reason only steam is seen in the upper part. On the other hand, Figure 4b represents the progression of the boiling process inside the square tube, this time in a 3D graph, with 150 mm divisions in the length.

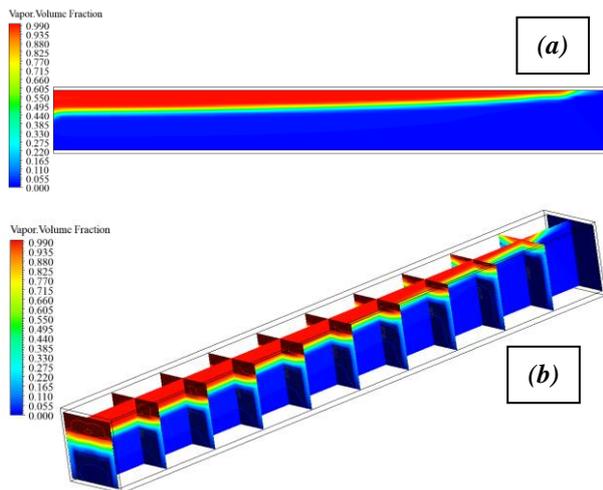


Figure 4: Boiling for case A, 0.030 m, thickness 1.5 mm, mass flow of 300 kg/m²-s and heat flow of 10 kW/m², a) 2D and b) 3D

Although the simulation for case A solved the boiling problem inside a square tube, it is important to compare these results with other simulations, where one of the process variables is modified.

The boiling process is given by the application of heat flow that enters through the walls of the tube, this begins with 10 kW/m² and is modified twice, both for 15 and 20 kW/m², these values were chosen, since which are very close to the theoretical value calculated for the boiling phenomenon. However, the rate of entry of refrigerant into the tube remains fixed.

In Fig. 5, the boiling in the central part of the square tube is shown, for the three variations of heat flow. It is visualized that, in the central axis of the tube, for heat flow 10 kW/m² the phenomenon is not present yet, however, for 15 kW/m² the boiling occurs in the last third of the pipe. Finally, for the highest flux of 20 kW/m² the process is exhibited upon reaching the center of the full length of the tube.

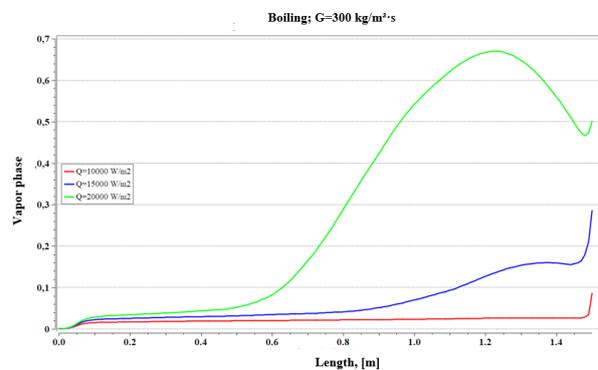


Figure 5: Comparison of the boiling process with change of heat flux of 10, 15, 20 kW/m²

Fig. 6 compares not only the change in heat flow, but also the variation in the input mass flow. This figure shows the behavior of the boiling phenomenon under two changes, the mass flow, and the heat flow.

For higher mass flows the boiling does not stand out, as for the lower mass flow, however, there is a phase change of 35 % for the maximum heat flow of 20 kW/m², almost half of that achieved with the mass flow 300 kg/s-m², so low flow rates are recommended to support the boiling process. Furthermore, it must be considered that the speed set guarantees a turbulent flow regime.

The results shown in the previous figures indicate how the boiling phenomenon occurs, however, these have only been simulated for half of case A, the other half corresponds to the change in the thickness of the square tube. In Fig. 7 the boiling for this thickness of pipe can be seen.

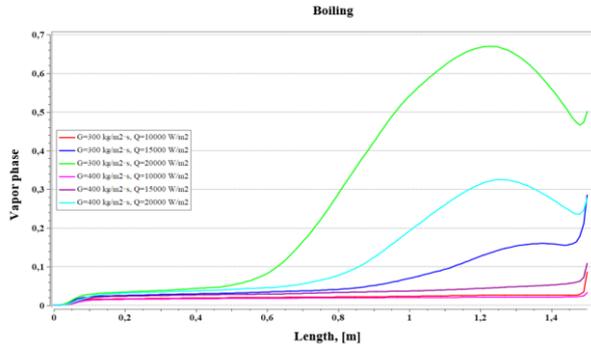


Figure 6: Comparison of the boiling process with change in heat flow and mass

Fig. 8 represents the boiling phenomenon for a 25 mm square tube with thicknesses of 1.5 and 2 mm, with a constant mass flow of 300 kg/s·m², and heat flows that vary from 10 to 20 kW/m². The lines between cuts symbolize the simulations for the 1.5 mm thickness and the solid lines for the 2 mm thickness.

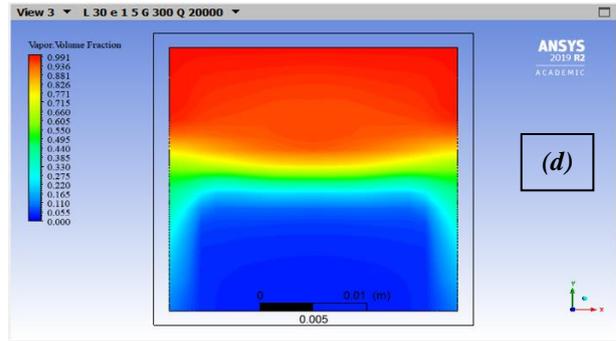
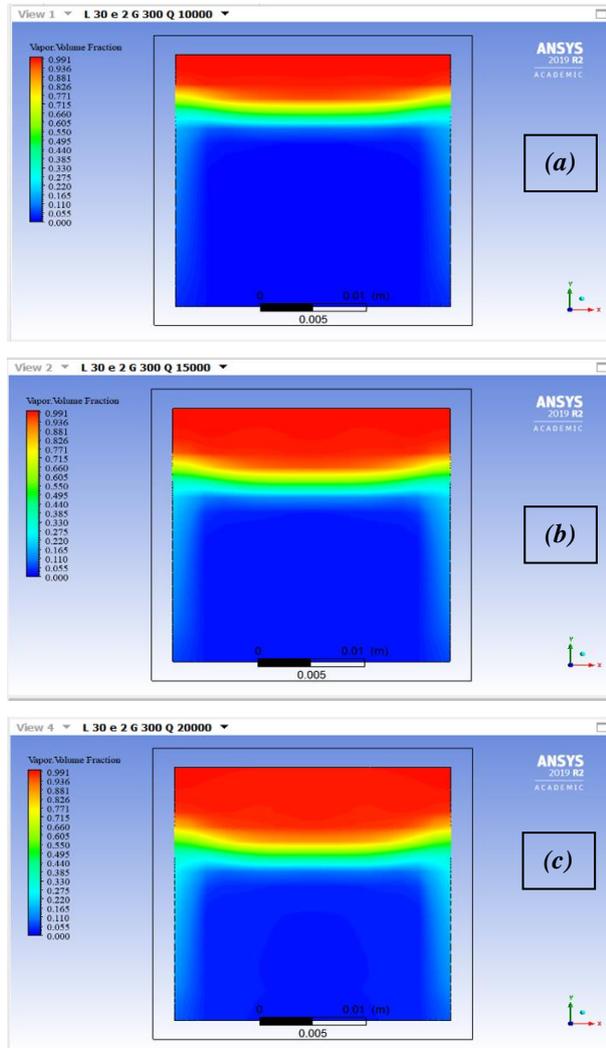


Figure 7: Boiling with modification of pipe thickness

It can be seen in the same figure that for higher heat fluxes the steam quality is higher than for low fluxes. Likewise, for heat flux of 10 kW/m², the boiling is similar and has no variation. It should be considered that for higher heat fluxes a characteristic variation of the phase change is shown.

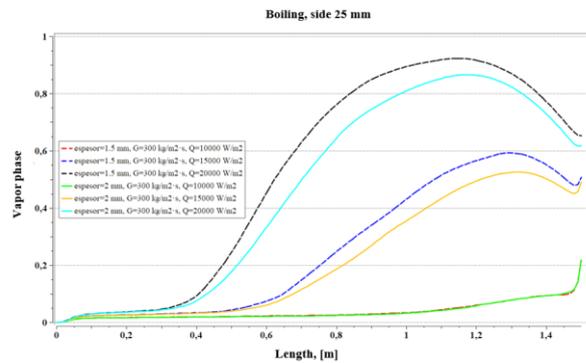


Figure 8. Boiling for a 25 mm side square tube with different thicknesses and mass flow 300 kg/s·m².

In Fig. 9, the boiling for heat flow of 10 kW/m², mass flow of 300 kg/s·m² and side modification of 30, 25 and 20 mm is visualized, Figures 9 a, b and c, respectively.

For case A, the boiling process has reached 8.5 % as steam at the outlet, in case B the vapor phase reached 21.82 % and in case C it is 70.89 %. This shows that if the side decreases the boiling effect increases.

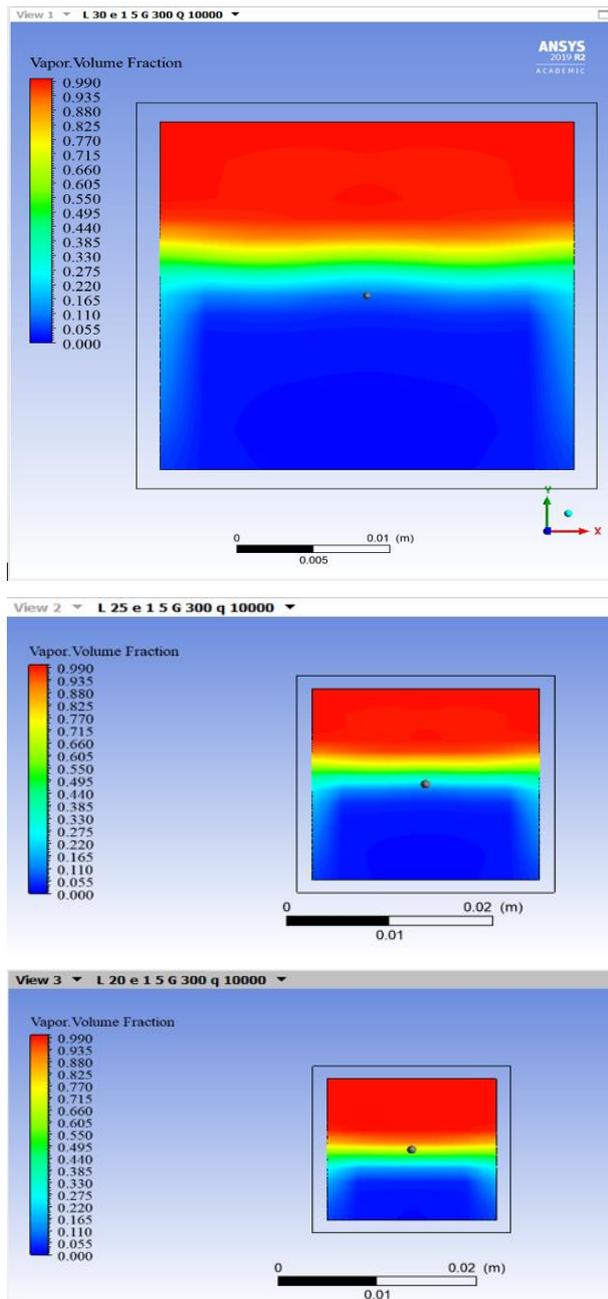


Figure 9: Boiling for heat flow of 10 kW/m², mass flow of 300 kg/s·m² and side modification of 30, 25 and 20 mm

4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

At the end of the numerical-thermal study of the boiling process in cured tubes, the following conclusions were reached:

- The heat flow that is needed to carry out the boiling phenomenon inside a square tube is only 3.25 % of what is required for total evaporation, which is why it was chosen to simulate with heat flows that exceed this percentage up to 7 % which is a flow of 20 kW/m².

- The mass flow was placed according to the turbulent flow study for both the analytical and numerical part, a flow of 300 kg/s·m² was designated, because, with this, the flow and the Reynolds number are always in regime turbulent. In addition, 33 % was added in the rate of entry and observe how the boiling effect is modified inside the tube.
- For the simulation carried out on two tubes with a side 25 mm, thickness 1.5 mm, heat flow 15 kW/m². with modification of the mass flow of 300 kg/s·m² and after 400 kg/s·m², qualities of steam at the outlet of 72.75 and 51.15 %, respectively, which indicates a reduction of 29.7 % in the vapor phase due to the increase in velocity. However, by increasing 0.5 mm in thickness, the decrease of 2.15 % in the vapor phase is determined for the mass flow of 300 kg/s·m² and 3.65 % in the simulation with the increase in flow to 400 kg/s·m².
- Square pipes are frequently used in the refrigeration industry; however, the length of these pipes corresponds to very large air conditioning processes. therefore, it is recommended to use this study for very large cases.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors of this research thank the mechanical engineering career of the Salesian Polytechnic University, the Research Group in Engineering, Productivity and Industrial Simulation (GIIPSI) and the Branch ASHRAE UPS-QUITO.

REFERENCES

- [1] T. Lee, J. H. Lee, and Y. H. Jeong, "Flow boiling critical heat flux characteristics of magnetic nanofluid at atmospheric pressure and low mass flux conditions," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 56, no. 1–2, pp. 101–106, 2013, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2012.09.030.
- [2] A. Diani, S. Mancin, A. Cavallini, and L. Rossetto, "Experimental investigation of R1234ze (E) flow boiling inside a 2 . 4 mm ID horizontal microfin tube Étude expérimentale de l ' ébullition en écoulement de R1234ze (E) à l ' intérieur d ' un tube horizontal à micro-ailettes de diamètre intérieur de 2 ," *Int. J. Refrig.*, vol. 69, pp. 272–284, 2016, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2016.06.014.
- [3] Z. Yang, M. Gong, G. Chen, X. Zou, and J. Shen, "Two-phase flow patterns, heat transfer and pressure drop characteristics of R600a during flow boiling inside a horizontal tube," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 120, pp. 654–671, 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.03.124.

- [4] X. R. Zhuang, M. Q. Gong, X. Zou, G. F. Chen, and J. F. Wu, "Experimental investigation on flow condensation heat transfer and pressure drop of R170 in a horizontal tube," *Int. J. Refrig.*, vol. 66, pp. 105–120, 2016, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2016.02.010.
- [5] K. Sariibrahimoglu, H. Kizil, M. F. Aksit, I. Efeoglu, and H. Kerpicci, "Effect of R600a on tribological behavior of sintered steel under starved lubrication," *Tribol. Int.*, vol. 43, no. 5–6, pp. 1054–1058, 2010, doi: 10.1016/j.triboint.2009.12.035.
- [6] K. S. Kumar and K. Rajagopal, "Computational and experimental investigation of low ODP and low GWP HCFC-123 and HC-290 refrigerant mixture alternate to CFC-12," *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 12, pp. 3053–3062, 2007, doi: 10.1016/j.enconman.2007.05.021.
- [7] H. Kruse, "The state of the art of the hydrocarbon technology in household refrigeration," in *Proc. of the int. conferences on ozone protection technologies*, Washington, DC, 1996, pp. 179–188.
- [8] C. L. Ong and J. R. Thome, "Macro-to-microchannel transition in two-phase flow: Part 2 - Flow boiling heat transfer and critical heat flux," *Exp. Therm. Fluid Sci.*, vol. 35, no. 6, pp. 873–886, 2011, doi: 10.1016/j.expthermflusci.2010.12.003.
- [9] M. M. Sarafraz and F. Hormozi, "Scale formation and subcooled flow boiling heat transfer of CuO-water nanofluid inside the vertical annulus," *Exp. Therm. Fluid Sci.*, vol. 52, pp. 205–214, 2014, doi: 10.1016/j.expthermflusci.2013.09.012.
- [10] J. B. Copetti, M. H. MacAgnan, and F. Zinani, "Experimental study on R-600a boiling in 2.6 mm tube," *Int. J. Refrig.*, vol. 36, no. 2, pp. 325–334, 2013, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2012.09.007.
- [11] M. Magnini and J. R. Thome, "A CFD study of the parameters influencing heat transfer in microchannel slug flow boiling," *Int. J. Therm. Sci.*, vol. 110, pp. 119–136, 2016, doi: 10.1016/j.ijthermalsci.2016.06.032.
- [12] Q. Liu, W. Wang, and B. Palm, "A numerical study of the transition from slug to annular flow in micro-channel convective boiling," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 112, pp. 73–81, 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2016.10.020.
- [13] A. Ferrari, M. Magnini, and J. R. Thome, "Numerical analysis of slug flow boiling in square microchannels," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 123, pp. 928–944, 2018, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.03.012.
- [14] M. Wörner, "Numerical modeling of multiphase flows in microfluidics and micro process engineering: A review of methods and applications," *Microfluid. Nanofluidics*, vol. 12, no. 6, pp. 841–886, 2012, doi: 10.1007/s10404-012-0940-8.
- [15] S. Szczukiewicz, M. Magnini, and J. R. Thome, "Proposed models, ongoing experiments, and latest numerical simulations of microchannel two-phase flow boiling," *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 59, pp. 84–101, 2014, doi: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2013.10.014.
- [16] H. Wang, Z. Pan, and S. V. Garimella, "Numerical investigation of heat and mass transfer from an evaporating meniscus in a heated open groove," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 54, no. 13–14, pp. 3015–3023, 2011, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2011.02.047.
- [17] Z. Pan and H. Wang, "Bénard-Marangoni instability on evaporating menisci in capillary channels," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 63, pp. 239–248, 2013, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.03.082.
- [18] M. H. Yuan, Y. H. Yang, T. S. Li, and Z. H. Hu, "Numerical simulation of film boiling on a sphere with a volume of fluid interface tracking method," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 51, no. 7–8, pp. 1646–1657, 2008, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.07.037.
- [19] R. Zhuan and W. Wang, "Flow pattern of boiling in micro-channel by numerical simulation," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 55, no. 5–6, pp. 1741–1753, 2012, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2011.11.029.
- [20] EES, "EES: Engineering Equation Solver." 2020, [Online]. Available: <http://fchartsoftware.com/>.
- [21] I. Honeywell International, "Genetron Properties." 2020.
- [22] L. F. Toapanta Ramos, G. A. Bohórquez Peñafiel, L. E. Caiza Vivas, and W. Quitiaquez Sarzosa, "Análisis numérico de los perfiles de velocidad de un flujo de agua a través de una tubería con reducción gradual," *Enfoque UTE*, vol. 9, no. 3, pp. 80–92, 2018, doi: 10.29019/enfoqueute.v9n3.290.
- [23] N. Kurul and M. Z. Podowski, *Multidimensional effects in forced convection subcooled boiling*. International Heat Transfer Conference Digital Library, 1990.



Fernando Toapanta-Ramos.- Nació en Quito, Ecuador en 1986. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2012; de Master en Gestión de Energías de la Universidad de Técnica de Cotopaxi, Latacunga en 2016; y su

título de Doctor en la Universidad Pontificia Bolivariana, en la escuela de ingeniería, de Colombia. Sus campos de investigación están relacionados con el Desarrollo fluidos con nanopartículas, nanorefrigerantes y simulaciones de CFD con fenómenos relacionados a la transferencia de calor, termodinámica y mecánica de fluidos.



William Quitiaquez.- Nació en Quito, Ecuador en 1988. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2011; de Master en Gestión de Energías de la Universidad de Técnica de Cotopaxi, Latacunga en 2015; y su

título de Doctor en la Universidad Pontificia Bolivariana, en la escuela de ingeniería, de Colombia. Sus campos de investigación están relacionados con el Desarrollo fluidos con nanopartículas, nanorefrigerantes y simulaciones de CFD con fenómenos relacionados a la transferencia de calor, termodinámica y mecánica de fluidos.



Cristina Tamay Clavón.- Nació en Quito el 2 de enero 1990. Recibió su título de Ingeniera Mecánica de la Universidad Politécnica Salesiana en 2020. Actualmente, está estudiando fenómenos relacionados al comercio e intercambio monetario.