

Probabilistic assessment of transient stability considering the uncertainty of the demand and risk management

Evaluación probabilística de la estabilidad transitoria considerando la incertidumbre de la demanda y gestión del riesgo

Marlon Chamba¹ Walter Vargas¹ Jaime Cepeda²

¹CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair, Quito, Ecuador
E-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec; walter.vargas@celec.gob.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, Ecuador
E-mail: jcepeda@cenace.org.ec

Abstract

This paper presents a methodological proposal to evaluate the impact of electrical demand uncertainty regarding power system transient stability, considering the probabilistic analysis of the Critical Clearing Time (CCT).

A probabilistic analysis of transient stability allows establishing a probability density function (PDF) of the CCT behavior. This PDF is calculated by means of Monte Carlo simulations in which the CCT is evaluated for each generated scenario and contingency.

The bisection method is applied for calculating the CCT. This method consists in iteratively modifying the fault duration time (t_f) and evaluating transient stability for each t_f via the SIME (Single Machine Equivalent) method. Finally, a proposal for assessing the risk involved in the transient stability assessment is structured using the concepts of value at risk (VaR and CVaR). The proposed methodology is tested in the 39-bus IEEE New England test system.

Index terms— Optimal power flow, uncertainty, contingencies, risk management, SIME, Monte Carlo.

Resumen

El presente artículo propone una metodología para evaluar el impacto de la incertidumbre de la demanda eléctrica, sobre la estabilidad transitoria del sistema con base en el análisis probabilístico del tiempo crítico de despeje de falla CCT (Critical Clearing Time).

El análisis probabilístico de estabilidad transitoria, permite establecer una función de densidad de probabilidad (PDF por sus siglas en inglés) del comportamiento del CCT. La PDF se calcula a partir de simulaciones de Montecarlo, donde, para cada escenario generado y contingencia, se evalúa el CCT.

Para el cálculo del CCT se emplea el método de la bisección, variando el tiempo de duración de falla (t_f) y para cada t_f se evalúa la estabilidad transitoria mediante el método SIME (Single Machine Equivalent). Finalmente, se presenta una propuesta para evaluar el riesgo inmerso en la evaluación de estabilidad transitoria usando los conceptos de VaR (Value at Risk) y CVaR (Conditional Value at Risk). La metodología propuesta se evalúa en el sistema de prueba IEEE New England de 39 nodos.

Palabras clave— Flujo óptimo de potencia, incertidumbre, contingencias, riesgo, SIME, Montecarlo.

Recibido: 16-05-2018, Aprobado tras revisión: 16-07-2018

Forma sugerida de citación: Chamba, M. ; Vargas, W.; Cepeda, J. (2018). “Evaluación probabilística de la estabilidad transitoria considerando la incertidumbre de la demanda y gestión del riesgo”. Revista Técnica “energía”. No. 15, Issue I, Pp. 1-10

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

© 2018 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es la habilidad de permanecer en un punto de operación estable en condiciones de operación segura y evolucionar hacia el mismo u otro estado de operación tras ocurrida alguna perturbación [1].

La evaluación de la estabilidad es un requisito importante para la operación segura y confiable de un SEP. Además, dentro de la estabilidad es importante considerar las características estocásticas (incertidumbre de la demanda) que rigen la industria eléctrica, las cuales proyectan un problema de planificación operativa más complejo. Existen tres tipos de estabilidades: i) de ángulo, ii) de voltaje y iii) de frecuencia. Dentro de la estabilidad de ángulo están la estabilidad transitoria y la estabilidad oscilatoria.

En cuanto a la estabilidad de voltaje, los equipos de las instalaciones eléctricas están diseñados para operar en una banda definida. Este tipo de estabilidad tienen relación con la absorción o entrega de reactivos, utilizando una serie de métodos/equipos que manejan los flujos de potencia reactiva. Además, es posible controlar la potencia reactiva por medio de cambios de taps en transformadores e inclusive por medio del control del propio generador [1]. La estabilidad de frecuencia, en cambio, se relaciona con la habilidad del sistema para mantener el equilibrio entre generación y carga de forma permanente.

Por otro lado, la estabilidad transitoria es un tipo de estabilidad de ángulo del rotor que representa la capacidad del SEP de mantener el sincronismo de sus unidades de generación, cuando es sometido a grandes perturbaciones [2]. La evaluación de la estabilidad transitoria se restringe a los primeros segundos tras ocurrida una falla. En este tiempo, el control del rotor no es una posibilidad factible para superar el desbalance de energía, y es necesario recurrir a mecanismos de seguridad de respuesta rápida como interruptores, los cuales propician la conexión de elementos auxiliares o simplemente la desconexión del elemento fallado. Para el análisis de estabilidad transitoria de un SEP existen dos variables de estado principales a tener en consideración: ángulo del rotor y velocidad angular de las unidades de generación.

Si bien, las protecciones contribuyen a disminuir el problema de inestabilidad que se podría producir; éstas no eliminan por completo el efecto transitorio en el sistema y hasta eventualmente podrían agravar el problema por un retraso implícito en el accionar de las mismas (tiempo crítico de despeje de falla - CCT).

En este sentido, el CCT es uno de los índices más importantes para evaluar la estabilidad transitoria de un SEP, puesto que su correcta estimación puede evitar interrupciones o colapsos en cascada (pérdida de sincronismo de las máquinas sincrónicas), debido a la ocurrencia de grandes perturbaciones.

Con estos antecedentes, se propone una metodología de evaluación del riesgo de inestabilidad transitoria, la cual servirá para la planificación de la operación de los Centros de Control y Operación. La metodología se basa en el cálculo probabilístico del CCT, considerando la aleatoriedad de la demanda eléctrica, la cual produce grandes incertidumbres en la planificación operativa.

Para el cálculo del CCT se emplea el método de la bisección, variando el tiempo de duración de falla (t_f) y para cada t_f se evalúa la estabilidad transitoria mediante el método SIME (Single Machine Equivalent). Finalmente, se presenta una propuesta para evaluar el riesgo asociado a la estabilidad transitoria usando los conceptos de VaR (Value at Risk) y CVaR (Conditional Value at Risk).

Los resultados proveen alertas probabilísticas de inestabilidad transitoria, las cuales pueden utilizarse como una medida del riesgo para la configuración de las protecciones eléctricas o como indicadores de operación del sistema (por ejemplo, dentro de un mecanismo de despacho con restricciones de seguridad).

2. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

Los métodos de evaluación de la estabilidad transitoria generalmente se clasifican en métodos indirectos o convencionales, métodos directos y métodos híbridos [3].

La evaluación convencional implica la simulación en el dominio de tiempo (Time Domain Simulation - TDS) del comportamiento dinámico del SEP, donde las ecuaciones no lineales se resuelven simultáneamente. El método TDS simula la dinámica del sistema antes, durante y posterior a la falla, considerando modelos detallados de los diferentes componentes del sistema para lograr resultados más confiables. El período de tiempo durante la falla es muy pequeño, mientras que el período posterior a la falla puede ser más largo, lo que conlleva a un proceso de evaluación de CCT que consume mucho tiempo [4].

La estimación de CCT usando los métodos directos (función de energía tipo Lyapunov) se han discutido ampliamente en [1], [4] y [5]. Muchas metodologías desarrolladas se basan en la generalización del Criterio Extendido de Igualdad de Áreas (EEAC) [5].

En estos métodos, la CCT o la estabilidad transitoria de un SEP se evalúa mediante el cálculo de la energía previa y posterior a la falla, sin realizar simulaciones en el dominio del tiempo. En estos métodos existe la necesidad de calcular la energía crítica precisa, que es una tarea difícil y requiere manejar modelos detallados de los generadores y otros componentes del sistema, lo cual implica una importante limitación para su aplicación [6] [7] [8].

Por otro lado, los métodos híbridos se basan en la combinación del método convencional (integración en el dominio del tiempo) con un método directo. La combinación de estos métodos permite ventajas en cuanto a la precisión de resultados y se caracteriza por proveer información cuantitativa del grado de estabilidad [3]. El método híbrido SIME (Single Machine Equivalent) propuesto en [9] es un algoritmo robusto y confiable que aprovecha la flexibilidad del dominio del tiempo en cuanto al modelado del sistema de potencia, con la velocidad y la riqueza de información que brinda el método directo EAC.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

En la Fig. 1 se presenta el esquema de la metodología propuesta, la cual consiste en la interacción de tres etapas: 1) Generación de escenarios operativos (simulación en estado estacionario basada en un flujo óptimo de potencia -OPF- probabilístico), 2) Simulación Dinámica en el dominio del tiempo y 3) Análisis de CCT mediante criterios de riesgo.

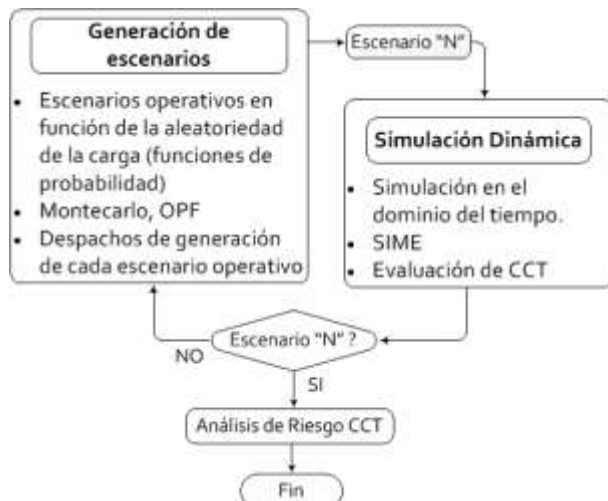


Figura 1. Esquema de la metodología propuesta

La Simulación de Montecarlo genera los escenarios operativos considerando la incertidumbre de la demanda; mientras que, la simulación dinámica evalúa la estabilidad transitoria para cada escenario operativo generado y contingencia. Para la interacción de las etapas de simulación se desarrolla una herramienta computacional que enlaza los programas de DIGSILENT PowerFactory y Python con el propósito de potenciar las ventajas de simulación, análisis matemático y scripting de estos aplicativos.

3.1. Etapa 1: Generación de escenarios operativos

En la Fig. 2 se presenta el esquema de generación de escenarios utilizando simulaciones de Montecarlo. Se observa que requieren, como datos de entrada, los escenarios operativos en DIGSILENT PowerFactory, los costos de generación de los generadores y las funciones de probabilidad que representen la estocasticidad de cada

una de las cargas del sistema.

A partir de sistemas eléctricos construidos en PowerFactory, se exporta la información de la configuración (modelo de red) del SEP en formato DGS. DGS es un formato de archivo de PowerFactory para intercambiar datos con otros programas. El formato de archivo puede ser ASCII, XML, Microsoft Excel o Access. Además, es posible utilizar este formato para realizar cambios topológicos y/u operativos de la red y ejecutar simulaciones y análisis automatizados desde aplicaciones externas (por ejemplo, a través de Python).

Los formatos DGS son importados a Python para construir la configuración de los sistemas eléctricos en formato PYPOWER [10] (un simulador de sistemas eléctricos de potencia en estado estable). Python es un lenguaje de programación basado en intérpretes que no necesita ningún compilador para utilizar la API de C++. Los scripts de Python pueden usarse directamente en PowerFactory o utilizarse para ejecutar la aplicación en modo “engine” y controlarla desde una aplicación externa.

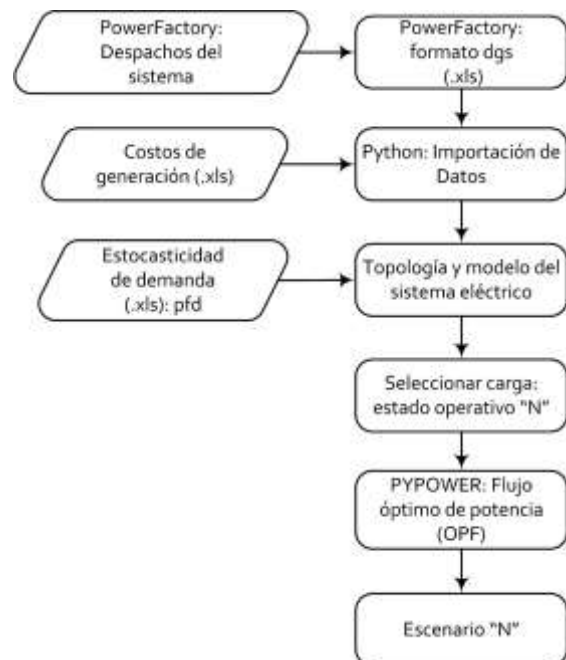


Figura 2. Esquema de la metodología propuesta – Etapa 1

Luego, mediante análisis de Montecarlo y PYPOWER se simulan flujos óptimos de potencia (OPF) iterativos que permitirán generar diferentes escenarios operativos a partir de datos estocásticos de la demanda (generados a partir de sus PDF).

3.2. Etapa 2: Simulación Dinámica

Para cada escenario operativo generado y contingencia se evalúa posteriormente el tiempo crítico de despeje de falla, mediante el método de bisección y método SIME, obteniendo resultados probabilísticos de estabilidad y CCT.



3.2.1 Método de bisección

En matemáticas, el método de bisección se utiliza para reducir el tiempo de cálculo requerido para encontrar la raíz de una ecuación. A partir de un intervalo $[a, b]$, tal que $f(a)$ y $f(b)$ tengan signos opuestos, el valor intermedio se encuentra entre las raíces de $[a, (a + b)/2]$ o $[(a + b)/2, b]$. Este proceso se repite hasta que el intervalo sea lo suficientemente pequeño. El mismo concepto puede utilizarse para reducir el tiempo de cálculo requerido para la evaluación de CCT. Como se muestra en la Fig. 3, se asume un tiempo de despeje de falla inicial (10 ms) y luego los límites se eligen de modo que el sistema sea estable a un valor menor t_1 y estable a un valor mayor t_2 . Posteriormente, la estabilidad del sistema se evalúa en el valor promedio o t_{mid} . Si el sistema es estable, el valor promedio (t_{mid}) se reemplaza por el límite inferior (t_1); caso contrario, el valor promedio (t_{mid}) se reemplaza por un valor más alto (t_2) en el próximo cálculo. Este procedimiento se repite modificando los valores del intervalo $[t_1, t_2]$ mediante un parámetro de desplazamiento β hasta que el intervalo de tiempo seccionado sea menor que la tolerancia especificada (ϵ). El valor más bajo equivale al CCT requerido [4].

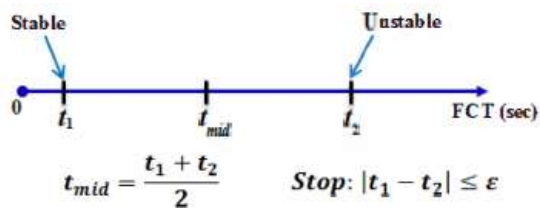


Figura 3. Método de Bisección [4]

3.2.2 Método SIME [5]

El método SIME es usado para evaluar la estabilidad transitoria de un sistema de potencia. Esto es basado en la reducción de un sistema multimáquina a un equivalente de una máquina conectado a una barra Infinita. Después de una falla en la red, una identificación de máquinas críticas y no críticas es ejecutada para clasificar las máquinas del sistema de potencia en dos grupos. Para cada grupo, una máquina equivalente será calculada y reducida en un sistema: modelo de Una Máquina Barra Infinita (OMIB por sus siglas en ingles). La estabilidad global del sistema es determinada a través del criterio de áreas iguales. Los pasos del método SIME son discutidos en las siguientes subsecciones.

A. El Modelo Equivalente OMIB

El método considera la variación de parámetros de las máquinas equivalentes en el tiempo, es decir, incluye la dinámica del sistema multimáquina a través del equivalente OMIB y es considerado un método “híbrido” de evaluación de la estabilidad transitoria debido a que combina simulaciones en el dominio del tiempo para conocer el comportamiento del sistema y el criterio de

áreas iguales para evaluar la estabilidad del sistema. La ventaja principal de utilizar el método es la posibilidad de determinar la condición de estabilidad del sistema.

El método de la máquina equivalente utiliza la configuración post-falla del sistema para conocer los dos grupos de máquinas mencionados en la proposición 1. Mediante un ordenamiento decreciente de las magnitudes de los ángulos de rotor de las máquinas del sistema, se identifican aquellas que tienen la mayor separación angular como las máquinas críticas (CMs) y el resto de las máquinas como no críticas (NMs). Estos dos grupos de máquinas se consideran para formar el OMIB, y el procedimiento se repite hasta alcanzar condiciones de inestabilidad y las condiciones de seguridad del sistema.

En las siguientes ecuaciones, el subíndice “C” identifica a las máquinas críticas y el subíndice “N” a las máquinas no críticas. Los parámetros del OMIB se calculan de la siguiente manera:

Los ángulos y velocidades angulares de los dos grupos de máquinas se calculan mediante [5]:

$$\delta_C(t) = \frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} M_k \delta_k(t) \quad (1)$$

$$\delta_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} M_j \delta_j(t) \quad (2)$$

$$\omega_C(t) = \frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} M_k \omega_k(t) \quad (3)$$

$$\omega_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} M_j \omega_j(t) \quad (4)$$

donde:

$$M_C = \sum_{k \in C} M_k; \quad M_N = \sum_{j \in N} M_j \quad (5)$$

El ángulo y la velocidad de rotor del equivalente OMIB se determinan con (6) y (7).

$$\delta_{OMIB}(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \quad (6)$$

$$\omega_{OMIB}(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \quad (7)$$

Las potencias mecánica y eléctrica del equivalente OMIB se definen con (8) y (9).

$$P_{mOMIB}(t) = M \left(\frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} P_{mk}(t) - \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} P_{mj}(t) \right) \quad (8)$$

$$P_{eOMIB}(t) = M \left(\frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} P_{ek}(t) - \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} P_{ej}(t) \right) \quad (9)$$

Donde M denota el coeficiente de inercia del equivalente OMIB, el cual es calculado con (10).

$$M = \frac{M_C M_N}{M_C + M_N} \quad (10)$$

Finalmente la potencia de aceleración del equivalente OMIB viene dada por (11).

$$P_{aOMIB}(t) = P_{mOMIB}(t) - P_{eOMIB}(t) \quad (11)$$

B. Criterio de Igualdad de Áreas EAC

La estabilidad transitoria se evalúa mediante el criterio de áreas iguales donde se establece que, la estabilidad de un sistema en condiciones post-falla se puede evaluar con el margen de estabilidad definido como: el exceso del área de desaceleración A_{dec} (que representa la energía potencial máxima que el sistema puede disipar en su estado post-falla) con respecto al área de aceleración A_{acc} (que representa la energía cinética del sistema almacenada durante la falla) de la curva $P-\delta$ del equivalente OMIB y que se expresa con la ecuación [5]:

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} \quad (12)$$

- Un caso estable corresponde a $\eta > 0$, es decir, $A_{dec} > A_{acc}$.
- Un caso inestable corresponde a $\eta < 0$, es decir, $A_{dec} < A_{acc}$

3.2.3 Método de evaluación CCT

En la Fig. 4 se presenta la metodología para la evaluación de CCT utilizando la integración de los métodos de bisección y SIME. En este trabajo, se utiliza un tiempo de despeje de falla de inicio de 10 ms (estable), y para la estimación de CCT se utiliza $\beta = 100$ ms y $\varepsilon = 1$ ms.

El CCT se calcula para cada uno de los escenarios operativos generados por Montecarlo y resueltos mediante el OPF. Los pasos involucrados en el proceso de evaluación de CCT se detallan a continuación:

- Paso 1: Definir los parámetros iniciales del algoritmo para un estado de operación dado por el Montecarlo. Además, especificar una línea de transmisión (contingencia) y determinar las condiciones iniciales.
- Paso 2: Ejecutar TDS convencional con un tiempo de despeje de falla inicial.
- Paso 3: Después de cada paso de tiempo de integración, obtener el equivalente OMIB del sistema.
- Paso 4: Iniciar con el tiempo de despeje de falla t_1 y t_2 . Si al tiempo t_1 el sistema es estable y, al tiempo t_2 el sistema es inestable. Se repite el paso 4 con los valores de t_1 y t_2 aumentados en β . Para cada tiempo de despeje de falla se evalúa la estabilidad con el método SIME tal como se describe en la sección 0.

- Paso 5: Calcular el punto medio t_{mid} y chequear la estabilidad del sistema a t_{mid} .
- Paso 6: Si el sistema es estable al tiempo t_{mid} , reemplazar t_{mid} por t_1 o si el sistema es inestable para t_{mid} reemplazar t_{mid} por t_2 .
- Paso 7: Repetir los pasos 5 y 6 con los valores de t_1 y t_2 reemplazados y continuar el método de la bisección hasta que la diferencia entre t_1 y t_2 sea menor a ε .
- Paso 8: Detener el algoritmo cuando el criterio del paso 7 es alcanzado. El tiempo de despeje de falla t_1 será el CCT.

Es importante destacar que las funcionalidades de integración Python – DIGSILENT PowerFactory son también usadas para implementar el método SIME.

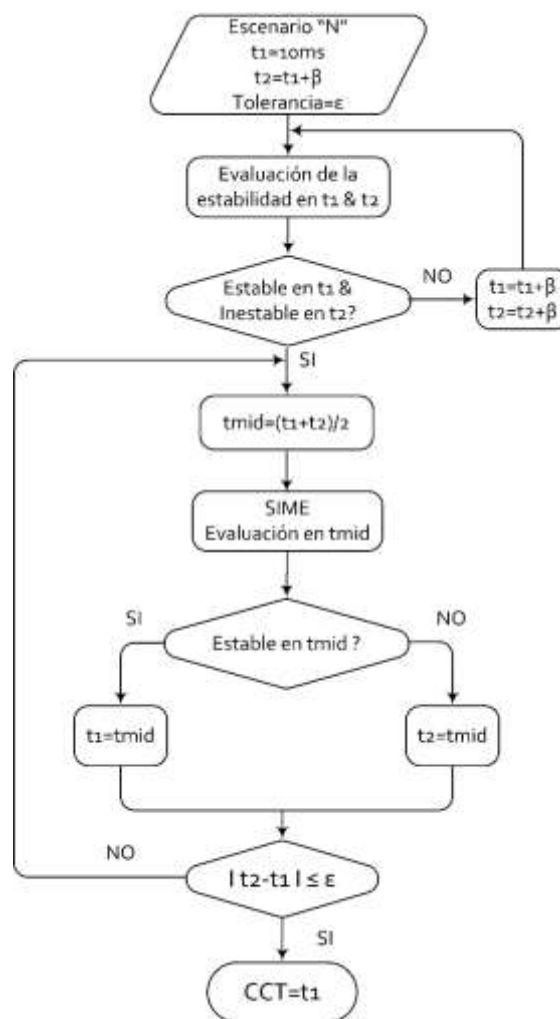


Figura 4. Estimación de CCT utilizando método bisección y SIME

3.3. Etapa 3: Análisis del CCT probabilístico

El CCT probabilístico es el límite o criterio de riesgo para evitar el colapso por inestabilidad transitoria. El valor de CCT mínimo está ligado al tiempo mínimo de coordinación de protecciones de los relés, el cual se compone de: tiempo de operación de aproximadamente dos ciclos más tiempo de transmisión de las señales



(teleprotección) y tiempo de actuación del relé.

Se considera que la salida de operación de una línea de transmisión puede causar inestabilidad transitoria si el CCT probabilístico (CCT_{prob}) es menor a 80 ms. El CCT_{prob} es calculado mediante los siguientes criterios de riesgo.

Criterio 1: Basado en la media y desviación estándar.

$$CCT_{prob} = \mu - 2 \cdot \sigma \tag{13}$$

Siendo μ la media y σ la desviación estándar.

Criterio 2: Valor del riesgo (Value at Risk – VaR)

$$VaR = \mu - \phi^{-1}(1 - \alpha) \cdot \sigma \tag{14}$$

Siendo $\phi^{-1}(1 - \alpha)$ el percentil $(1 - \alpha)$ de la distribución normal estándar, $(1 - \alpha)$ es el nivel de confianza y α la pérdida esperada.

Criterio 3: Valor del riesgo condicional (Conditional Value at Risk – CVaR)

$$CVaR = \mu - \alpha^{-1} \cdot \varphi(\phi^{-1}(\alpha)) \cdot \sigma \tag{15}$$

Siendo $\varphi(z)$ denota la función de densidad normal estándar.

El VaR mide la máxima pérdida esperada (o peor pérdida) dentro de un intervalo de confianza dado. El CVaR, a un nivel de confianza dado, es la pérdida esperada entre las pérdidas que son mayores que el VaR, es decir, es la pérdida esperada que es más grande o igual que el VaR. El grado de confianza es un conjunto de rango que frecuentemente incluye la estimación, depende de la aplicación o de la aversión al riesgo que el planificador desea o el nivel de pérdidas que debe ser cubierta [11][10].

En este trabajo, el VaR y el CVaR representan los mínimos valores esperados de CCT, dado un grado de confianza del 99%.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

El sistema de prueba utilizado es el IEEE de 39 nodos, también conocido como sistema eléctrico reducido de Nueva Inglaterra, al cual se adicionó un circuito paralelo a la línea de transmisión “Line 16-19” existente, con la finalidad de cumplir con el criterio N-1. Este sistema cuenta con 10 generadores, 19 cargas, 35 líneas de transmisión y 12 transformadores, cuyos datos se encuentran en la referencia [12].

Los datos del sistema son exportados en formato DGS, desde PowerFactory a Python, en p.u. a una frecuencia de 60 Hz, potencia base (Sbase) de 100 MVA y con una tensión base (Vbase) de 345 kV. La Fig. 5 presenta el diagrama unifilar del sistema de prueba.

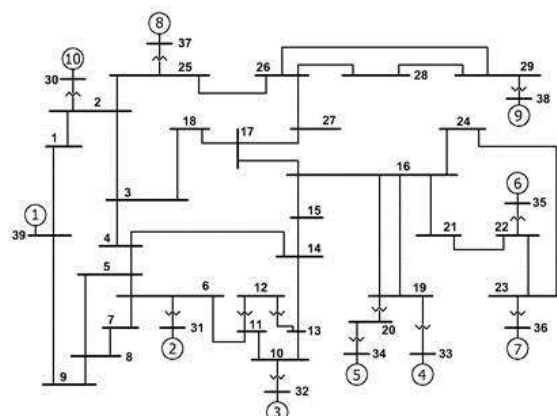


Figura 5. IEEE 39 barras nueva Inglaterra

Los costos variables de generación son cuadráticos de la forma: $Cg = a \cdot P^2 + b \cdot P$ (\$/MWh). Estos costos se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Costos variables de generación

Generador	a	b
G 01	0,0042	32,956
G 02	0,0109	89,702
G 03	0,0109	89,702
G 04	0,0019	16,298
G 05	0,0019	16,298
G 06	0,0019	16,298
G 07	0,0019	16,298
G 08	0,0044	32,956
G 09	0,0044	32,956
G 10*	-	-

* Generador Hidráulico

Para la generación de escenarios operativos se utilizan, para cada carga, funciones de distribución de probabilidad “normal” en un único periodo de demanda máxima. En la Tabla 2 se presentan, para cada carga, la media y desviación estándar de potencia activa, así como los límites de variación de los factores de potencia.

Tabla 2. Media y desviación estándar de las cargas

Cargas	Media (μ)	Desviación estándar (σ)	Factor de Pot. (min.)	Factor de Pot. (máx.)
Load 03	193	19.32	0.920	0.99997
Load 04	300	30.00	0.920	0.99997
Load 07	140	11.69	0.920	0.99997
Load 08	313	41.76	0.920	0.99997
Load 12	4.5	0.60	0.080	0.20000
Load 15	192	28.80	0.920	0.99997
Load 16	197	32.90	0.920	0.99997
Load 18	95	11.06	0.920	0.99997
Load 20	377	56.52	0.920	0.99997
Load 21	164	27.40	0.920	0.99997
Load 23	149	14.85	0.920	0.99997
Load 24	185	27.77	-0.990	-0.9000
Load 25	134	15.68	0.920	0.99997
Load 26	83	13.90	0.920	0.99997
Load 27	169	22.48	0.920	0.99997
Load 28	124	16.48	0.920	0.99997
Load 29	170	28.35	0.920	0.99997
Load 31	5.5	0.83	0.900	0.99997
Load 39	662	88.32	0.920	0.99997



Además de sortear aleatoriamente la potencia activa de las cargas, se varían los factores de potencia de cada una de las cargas para modificar la demanda de potencia reactiva.

En el análisis probabilístico se considera 1 000 escenarios operativos (simulación de Montecarlo), de los cuales se escogen, para el cálculo del CCT, únicamente los escenarios que convergen su flujo óptimo de potencia.

4.1. Análisis Probabilístico de CCT

En la Tabla 3 se presenta el CCT probabilístico de las 10 líneas de transmisión con mayor riesgo de inestabilidad transitoria (menor valor de CCT_{prob}). Las tres medidas de riesgo muestran que, la salida de operación de las líneas de transmisión que causan inestabilidad transitoria ($CCT_{prob} < 80\text{ ms}$) son: “Line 21-22”, “Line 28-29” y “Line 26-29”. El VaR adiciona como línea de transmisión riesgosa a “Line 26-28”; mientras que, el CVaR suma a la línea “Line 16-21”. Es importante resaltar que el criterio basado en la media y desviación estándar (desigualdad de Chebyshev) entrega valores muy cercanos al VaR.

Tabla 3. CCT probabilístico

L/T	$\mu-2\sigma$	VaR	CVaR
Line 21 - 22	22	18	15
Line 28 - 29	24	21	17
Line 26 - 29	62	58	54
Line 26 - 28	82	78	74
Line 16 - 21	86	82	78
Line 26 - 27	118	113	109
Line 16 - 17	123	119	115
Line 15 - 16	132	127	122
Line 23 - 24	135	132	128
Line 25 - 26	142	137	132

En la Fig. 6 se presenta la PDF del CCT de la línea de transmisión “Line 28-29”. Se observa que el CVaR es menor que el VaR y la $\mu-2\sigma$, lo que hace del VaR una medida de riesgo más conservadora, puesto que considera las pérdidas extremas de la distribución.

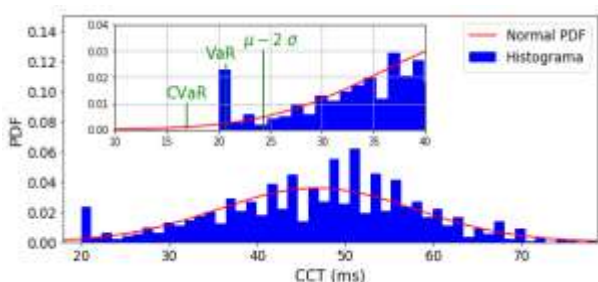


Figura 6. PDF Line 28 – 29

En la Fig. 7 y Fig. 8 se presentan los histogramas del CCT de las líneas de transmisión más críticas: Line 21-22 y Line 28-29, respectivamente.

En estas figuras se observa que los CCTs de las líneas “Line 21-22” y “Line 28-29” varían entre 20 ms y 80 ms; es decir que, no cumplen con el criterio de seguridad

($CCT_{prob} > 80\text{ ms}$) necesario para evitar inestabilidad transitoria. En estos casos, como se observa en línea de color rojo, la probabilidad acumulada de que el sistema no alcance el valor mínimo de CCT es del 100%; en otras palabras, existe probabilidad del 100% de que el sistema colapse por inestabilidad transitoria ante la ocurrencia de una gran perturbación en las líneas de transmisión “Line 21-22” y “Line 28-29”.

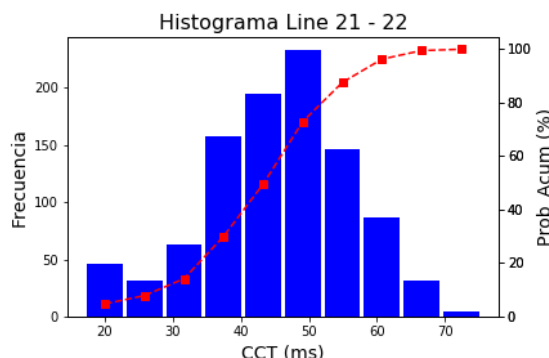


Figura 7. Histograma Line 21 - 22

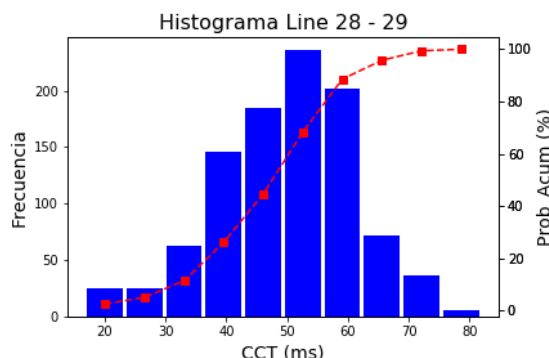


Figura 8. Histograma Line 28 - 29

En la Fig. 9 se presenta el histograma de la línea de transmisión “Line 26-29”, donde se observa que la probabilidad de que se supere el límite de seguridad de 80 ms es del 60%. En este caso, el 40% de los escenarios operativos analizados pueden producir inestabilidad transitoria.

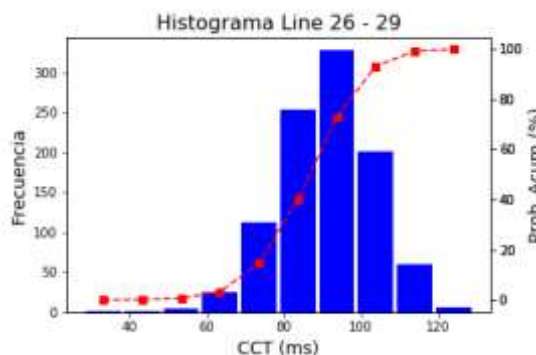


Figura 9. Histograma Line 26 - 29

4.2. Acciones de Control para incremento de CCT probabilístico

Para incrementar el CCT se pueden realizar algunas



acciones de control que pueden involucrar a la generación, carga y topología de red de transmisión; por ejemplo, limitación de despacho de generación, construcción de líneas de transmisión (sistemas mallados), limitación de la carga, limitación de los flujos de potencia por las líneas de transmisión, etc.

Algunas acciones de control están relacionadas con la planificación de la expansión del SEP, donde es necesario grandes inversiones asociadas a grandes tiempos de construcción. Por otro lado, existen acciones de control relacionadas con la planificación de la operación, donde es necesario el análisis del incremento de los costos operativos del sistema (i.e. despacho con restricciones de seguridad), y cómo éstos se justifican en el aumento de la confiabilidad del sistema.

En el presente estudio, se considera como acción de control la limitación de los flujos de potencia por las líneas de transmisión determinadas como críticas para estabilidad transitoria. En la Tabla 4, se presentan dos casos que limitan los flujos de potencia por las líneas de transmisión considerando como Caso_Base, el escenario presentado en el acápite anterior. Se debe notar que para limitar el flujo por el corredor 26 -29 es suficiente considerar la limitación a la línea 28-29.

Tabla 4. Casos de estudio – Nivel de Carga

L/T	Caso_Base	Límite_1	Límite_2
Line 21-22	100%	80%	80%
Line 28-29	100%	50%	40%

En la Tabla 5 se presentan la media, desviación estándar y el CCT probabilístico de las 10 líneas con menor CCT. En esta tabla se observa que con la estrategia “Límite_1”, los límites de seguridad de CCT son mayores a 80 ms, a excepción de la línea “Line 28-29” que tiene criterios de seguridad de 70 ms, 66 ms y 61 ms. Sin embargo, si se limita el flujo por esta línea a 40% (estrategia “Límite_2”), los criterios de riesgo de CCT incrementan a 132 ms, 126 ms y 119 ms.

Tabla 5. CCT probabilístico con acciones de control

L/T	Límite_1			Límite_2		
	$\mu-2\sigma$	VaR	CVaR	$\mu-2\sigma$	VaR	CVaR
Line 21-22	133	129	126	125	121	118
Line 28-29	70	66	61	132	126	119
Line 26-29	108	101	95	185	176	168
Line 26-28	126	120	113	202	193	185
Line 16-21	176	173	169	170	167	163
Line 26-27	167	161	154	251	242	233
Line 16-17	173	168	163	161	156	151
Line 15-16	198	192	187	188	183	178
Line 23-24	215	212	209	208	205	202
Line 25-26	197	189	180	298	285	272

En la Fig. 10 y Fig. 11 se presentan las distribuciones de probabilidad de la línea “Line 28-29” para los casos “Límite_1” y “Límite_2”, respectivamente. En estas figuras se observa que:

- En el caso “Límite_1”, el CCT varía entre 58 ms y 146 ms; además, los tres criterios de riesgo se

encuentran por debajo del límite crítico de 80 ms. En este caso, existe probabilidad de que el sistema colapse por inestabilidad transitoria; es decir, pueden existir escenarios operativos con CCTs menores al criterio de riesgo (80 ms).

- En el caso “Límite_2”, los criterios de riesgo son mayores al límite crítico de 80 ms. En este caso, el CCT varían entre 120 ms y 230 ms, donde la probabilidad de que el sistema colapse por inestabilidad transitoria es 0%.

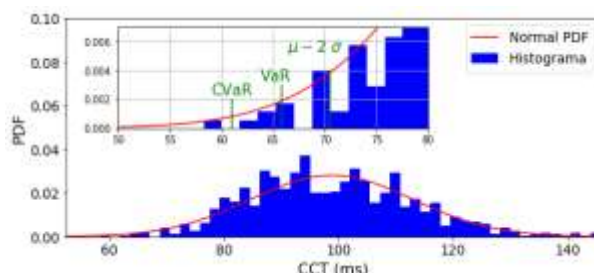


Figura 10. PDF Line 28 – 29 – “Límite_1”

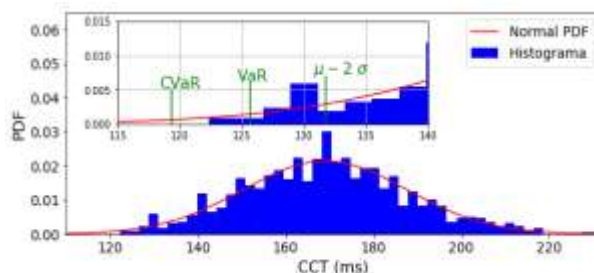


Figura 11. PDF Line 28 – 29 – “Límite_2”

4.3. Función de costos y aversión al riesgo

En la Fig. 12 se presentan las PDFs de las funciones de costo operativo de los tres casos analizados. En esta figura, se observa que la PDF del Caso_Base se traslada hacia la derecha; es decir los costos operativos se incrementan con las acciones de control adoptadas en los casos “Límite_1” y “Límite_2”.

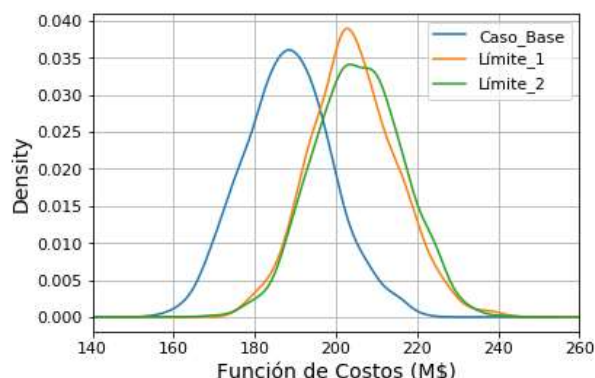


Figura 12. PDF aproximada – Función de costos

En la Tabla 6 se presentan los incrementos de los costos operativos que ocasionan las acciones de control realizadas orientadas a un despacho con restricciones de seguridad dinámica, con respecto al Caso_Base. Se



observa que los casos “Límite_1” y “Límite_2” ocasionan incrementos de costos de 8,63 % y 8,53%, respectivamente. Asumiendo que estos incrementos de costos corresponden a un período de demanda máxima (por una hora), los costos operativos anuales se incrementan en 5,92 (MM\$) y 6,36 (MM\$) para los casos “Límite_1” y “Límite_2”, respectivamente.

Tabla 6. Incremento de función de costo

Costos	Límite_1	Límite_2
Incremento de costos operativos (M\$/h)	16,21	17,41
Incremento de costos operativos (%)	8,63%	9,3%
Incremento de costos operativos (MM\$/año)	5,92	6,36
Costo de ENS (MM\$/año)	8,50	8,50

Para valorar el costo anual de Energía No Suministrada (ENS) presentado en la Tabla 6, se toma como referencia el costo de ENS de 10,0 (M\$/MWh) correspondiente al sistema eléctrico de Escocia [12] (esto lo hace puesto que los costos de generación del sistema de prueba corresponden a los de una economía anglosajona). Con la salida de operación de la línea “Line 28-29” en el Caso_Base, provocada por tiempos críticos menores al criterio de riesgo (CT<80 ms), se aísla el G 09 con un despacho medio de 850 MWh. Este valor de despacho medio constituye la ENS, cuyo valor representa un costo anual de 8,5 (MM\$). Se observa que este costo anual ENS, en el peor escenario, podría ser mayor que el incremento de los costos operativos anuales de los casos “Límite_1” y “Límite_2”.

Es importante destacar que la decisión de operación, entre los dos casos de estudio, dependerá de la aversión al riesgo que adoptaría la unidad de planificación de la operación de los centros de control. La aversión al riesgo puede definirse como la actitud de rechazo que experimenta el planificador ante el riesgo de colapso del sistema por inestabilidad transitoria.

El grado de aversión al riesgo determina el perfil del planificador (conservador, medio, arriesgado) y debe ser el punto de partida para la planificación de la operación. Por ejemplo, una planificación con elevada aversión al riesgo (perfil conservador) escogería para la operación el caso “Límite_2”, eliminando el riesgo de inestabilidad transitoria a cambio de un costo de operación mayor. Por el contrario, un planificador medio escogería el caso “Límite_1”, con una disposición mayor a sufrir eventuales pérdidas a cambio de la posibilidad de obtener un menor costo de operación.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el objetivo de estructurar una herramienta de análisis probabilístico de la estabilidad transitoria, se desarrolló un programa computacional que enlaza PowerFactory y Python por medio de archivos DGS. Este aplicativo computacional evalúa el CCT de cada

escenario operativo generado por un modelo de simulación de Montecarlo, el cual considera la incertidumbre de la demanda eléctrica. Se obtienen como resultados PDFs de los CCTs de las salidas de operación de las líneas de transmisión, los cuales permiten:

- Evaluar el riesgo de inestabilidad transitoria de cada contingencia mediante el no cumplimiento del criterio de riesgo ($CCT_{prob} > 80ms$).
- Tomar acciones de control para disminuir el riesgo de inestabilidad transitoria.

Para la evaluación del riesgo se utilizan tres criterios (CVaR, VaR y $\mu-2\sigma$), donde se observa que el CVaR es la medida de riesgo más conservadora y eficiente, puesto que incluye al VaR y la $\mu-2\sigma$. Tanto el límite de riesgo (80 ms) como el criterio de riesgo deben considerarse dentro de los requerimientos regulatorios para la operación óptima del SEP, donde se deben considerar las potenciales pérdidas extremas.

Además, se muestra que las acciones de control se encuentran asociadas a variaciones de los costos operativos. La toma de decisión de la acción de control, dependerá de la aversión al riesgo que adoptaría el planificador de la operación considerando el incremento de los costos operativos frente a la probabilidad de déficit de energía (costo de energía no suministrada).

Esta herramienta forma parte de un proyecto de análisis de la vulnerabilidad de SEP que se lleva a cabo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. El principal objetivo es analizar las adecuadas acciones de control preventivas o correctivas que permitan mitigar las consecuencias de los disturbios y reducir la posibilidad de colapsos del sistema eléctrico ecuatoriano.

Por último, es importante destacar que la herramienta computacional presentada será aplicada en el Sistema Nacional Interconectado, considerando: la ENS de forma probabilística y diferentes períodos de demanda.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Inc. Chapters: Synchronous Machine Representation in Stability Studies and Transient Stability, McGraw-Hill, 1994.
- [2] IEEE/CIGRE, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [3] J. Cepeda, P. Salazar, D. Echeverría, H. Arcos, “Implementation of the Single Machine Equivalent (SIME) Method for Transient Stability Assessment in DIGSILENT PowerFactory”, In: Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory, Green Energy and Technology, Springer, 2018.
- [4] Chandrashekhar, Pavitra, S. G. Srivani, “A hybrid method for Critical Clearing Time evaluation of multi-machine systems”, IEEE International



- Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT), 2015.
- [5] M. Pavella, D. Ernst, D. Ruiz-Vega, “Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control”, Vol. 581, Springer, 2000.
- [6] H. Chang, C. Chu, G. Cauley, “Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications, and perspective”, Proceedings of the IEEE, Vol. 83, Nov. 1995
- [7] Rahimi, N. Balú, M. Lauby, “Assessing on-line transient stability in Energy Management System”, IEEE Computer Application in Power, pp. 44-49, July 1991.
- [8] Rahimi, M. Lauby, K. Lee, “Evaluation of the Transient Energy Function method for on-line dynamic security analysis”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No 2, pp. 497-506, May 1993.
- [9] Y. Zhang, L. Wenhenkel, M. Pavella, “SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection”, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 19 No. 3, pp. 195-208, 1997.
- [10] Richard Lincoln, “PYPOWER,” <https://github.com/rwl/PYPOWER>, 2017.
- [11] T. Fischer. "Risk capital allocation by coherent risk measures based on one-sided moments". insurance: Mathematics and Economics, Vol. 32, pp. 135-146, 2003.
- [12] T. Athay, R. Podmore, S. Virmani, "A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-98, No. 2, pp. 573-584, Mar. 1979.
- [13] Rahmatallah Poudineh, Tooraj Jamasb. "Electricity Supply Interruptions: Sectoral Interdependencies and the Cost of Energy Not Served for the Scottish Economy", The Energy Journal, International Association for Energy Economics, Vol. 0, No. 1, 2017.



Walter Vargas. – Nació en Guayaquil, Ecuador en 1984. Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2007) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica (2013) en la Universidad de Sevilla. Entre 2013 y el 2017 trabajó en la sección de Estudios Eléctricos del Departamento de Centro de Operación de CELEC EP – Transelectric. Actualmente se desempeña como especialista en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la optimización, confiabilidad de sistemas de potencia, evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Jaime Cristóbal Cepeda. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberder y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente se desempeña como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE y como Profesor a Tiempo Parcial en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



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

Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Confiabilidad, Análisis de la seguridad de sistemas de potencia.