

# Identificación de Fallas Críticas en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador y Diseño de un Esquema de Protección Sistémica

V. Flores J. Iza

*Centro Nacional de Control de Energía, CENACE*

**Resumen**— En el presente documento se presentan los criterios y metodología utilizados para evaluar las contingencias simples y dobles en el sistema eléctrico ecuatoriano que opera interconectado con el sistema eléctrico colombiano, e identificar aquellas contingencias que pueden provocar la pérdida de estabilidad.

Con la finalidad de mantener la estabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano, ante la ocurrencia de fallas críticas, evitando que se produzcan colapsos totales o parciales en el Sistema Nacional Interconectado, en el presente trabajo se describe la conceptualización para el diseño del Sistema de Protección Sistémica SPS.

**Palabras clave**— Sistema de Protección Sistémica, contingencia, estabilidad, sistema de transmisión, seguridad, flujos de potencia.

**Abstract**— This paper presents the criteria and methodology used to evaluate simple and double contingencies in the Ecuadorian electrical power system, which operates interconnected with the Colombian power system, and to identify those contingencies that could lead to a loss of stability.

This study describes the design concept for the Systemic Protection Scheme (SPS) proposed to maintain the Ecuadorian power system's stability during potential critical faults, preventing a total or partial collapse of the National Interconnected System.

**Index Terms**— Systemic Protection Scheme, Contingency, Stability, Transmission System, Security, Power Flows

## 1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda y la lenta expansión de los sistemas de transmisión y generación, han provocado que los sistemas eléctricos de potencia operen cerca de sus límites de estabilidad, lo que implica una operación con riesgo desde el punto de vista de la seguridad y calidad eléctrica.

En el proceso de planificación de la operación para el corto y mediano plazo, se determinan los límites operativos, mediante análisis estáticos y dinámicos, asegurando que en operación normal el despacho de generación abastezca toda la demanda, mantenga la reserva rodante de generación requerida, que los valores de los voltajes y frecuencia de operación se mantengan dentro de los límites establecidos, y que los flujos de potencia por los elementos de transmisión no superen los límites de operación normal declarados por los propietarios.

Desde el punto de vista de seguridad del sistema eléctrico de potencia, y considerando que los mismos están conformados por un gran número de elementos, es importante el análisis de contingencias, con la finalidad de determinar los efectos que se producen sobre el sistema, ante la salida intempestiva de elementos y su capacidad para encontrar un nuevo punto de operación estable.

## 2. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

- Identificar las contingencias críticas en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano S.N.I. y las causas de la pérdida de estabilidad, considerando la operación interconectada con el sistema eléctrico colombiano.
- Minimizar los riesgos de colapsos totales y parciales en el sistema eléctrico ecuatoriano ante contingencias N-1 y N-2.
- Diseñar un Sistema de Protección Sistémica a ser implementado en el sistema eléctrico ecuatoriano, que permita mejorar la confiabilidad y seguridad del mismo, aprovechando el desarrollo de nuevas tecnologías.

## 3. DEFINICIONES

### 3.1. Contingencia

Se entiende por contingencia al evento en el cual uno o más elementos del sistema eléctrico de potencia (líneas, transformadores, generadores, cargas) son retirados o salen de manera súbita de servicio por causas imprevistas.

### 3.2. Análisis de Contingencias

En el análisis de contingencia se determinan los efectos de un evento sobre el sistema eléctrico y su capacidad de encontrar un nuevo punto de operación estable, considerando la salida intempestiva de uno o más elementos, mediante el análisis de la cargabilidad por las líneas de transmisión y transformadores de potencia, los voltajes en las barras, las desconexiones de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras [1].

### 3.3. Fallas Críticas

Se califican como fallas críticas a aquellas contingencias que provocan uno o más de las siguientes condiciones en el sistema eléctrico:

- Inestabilidad del sistema eléctrico.
- Eventos en cascada.
- Violación de los límites de voltaje de emergencia.
- Violación de los límites de cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores de potencia.
- Desconexiones de carga inaceptable en el sistema eléctrico.

### 3.4. Operación Normal

Es un régimen de operación permanente que satisface los requerimientos de calidad de servicio, sin poner en riesgo las instalaciones y seguridad del sistema, y que responde a los planes operativos de corto plazo elaborados por el CENACE. [1]

### 3.5. Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico ecuatoriano, conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de potencia eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad. [1]

### 3.6. Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

Corresponderá al conjunto de instalaciones de transmisión del SNI, incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, control y comunicaciones, tanto existentes como aquellas que se incorporen como resultado de expansiones efectuadas en los términos del Plan de Expansión aprobado por el CONELEC, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, operado por la empresa única de transmisión. [1]

### 3.7. Sistema de Protección Sistémica (SPS)

Se define como SPS a un sistema automático, integrado por un conjunto de elementos de protección, control y redes de comunicaciones, que actúa ante la ocurrencia de eventos predefinidos (la salida intempestiva de uno o más elementos de un sistema eléctrico), mediante acciones de desconexión de carga, disparo de generación, cambios topológicos, etc., con la finalidad de evitar o mitigar problemas de inestabilidad.

Considerando que los problemas de inestabilidad pueden producirse en un tiempo muy corto (en el orden de milisegundos), el SPS se caracteriza por los tiempos de respuesta sumamente rápidos [2].

## 4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS E IDENTIFICACIÓN DE LAS FALLAS CRÍTICAS

### 4.1. Consideraciones

- Las contingencias a ser analizadas se seleccionan bajo los siguientes criterios:
- Salida intempestiva de un circuito de las líneas del anillo de 230 kV del SNI.
- Salida intempestiva de un transformador del anillo de 230 kV del SNI.
- Salida intempestiva de dos circuitos de las líneas del anillo de 230 kV que comparten la misma torre.
- Salida intempestiva de un circuito del corredor Santa Rosa – Vicentina – Mulaló – Ambato - Totoras de 138 kV.
- Los límites de voltaje de operación normal y de emergencia vigentes para el sistema eléctrico ecuatoriano [3]:

Tabla 1: Límites de voltajes vigente

<i>Barra</i>	<i>Condición normal</i>	<i>Condición de emergencia</i>
<i>230 kV</i>	<i>+/- 5%</i>	<i>+/- 10%</i>
<i>138 kV</i>	<i>+5%, -7%</i>	<i>+/- 10%</i>
<i>69 kV</i>	<i>+/-3%</i>	<i>+/-5%</i>

- Los límites de operación normal y de emergencia para las líneas y transformadores del sistema de transmisión declarados por CELEC EP TRANSELECTRIC [4].
- Los ajustes del Esquema de Separación de Áreas en el enlace de Interconexión Colombia – Ecuador [5].

## 4.2. Metodología

- El análisis de contingencias N-1 y N-2 se realiza en estado estable, para los escenarios de generación de alta y baja hidrología, para los períodos de demanda mínima, media y máxima.
- Se analizan los resultados, con énfasis en las contingencias cuyos valores de voltaje y/o de los flujos de potencia violan los límites de emergencia.
- Se identifican las contingencias cuyo flujo de potencia no tiene convergencia en estado estable.
- Se realiza el análisis dinámico de las contingencias en las cuales se presentan violaciones de los límites de emergencia de voltaje y/o cargabilidad, de los elementos del sistema eléctrico ecuatoriano, y en las contingencias en las que no existe solución en estado estable.
- Con los resultados de los análisis dinámicos, se determinan las contingencias simples o dobles que producen violaciones a los límites de voltaje y/o cargabilidad de los elementos de transmisión, y a también la pérdida de estabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano, exponiéndole a colapsos totales o parciales. A este grupo de contingencias se les denominan “*Fallas críticas*”.

## 4.3. Herramienta para el Análisis de Contingencias

Para la validación eléctrica de la planificación de la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, operando sincronizado con el sistema eléctrico colombiano, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, utiliza el programa computacional DigSilent PowerFactory, en el que se modelan los dos sistemas eléctricos, por lo que se selecciona como la herramienta de análisis de contingencias simples y dobles, tanto en estado estable como dinámico.

A continuación se listan las contingencias simples y dobles analizadas:

**Tabla 2: Contingencias Simples**

- Un circuito L/T Pomasqui – Santa Rosa 230 kV
- Un circuito L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV
- Un circuito L/T Molino - Zhoray 230 kV
- Un circuito L/T Molino - Pascuales 230 kV
- Un circuito L/T Zhoray – Milagro 230 kV
- Un circuito L/T Santo Domingo – Santa Rosa 230 kV
- L/T Milagro - Pascuales 230 kV
- L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV
- L/T Milagro – Dos Cerritos 230 kV
- L/T Pascuales – Esclusas 230 kV
- L/T Nueva Prosperina – Pascuales 230 kV
- L/T Esclusas – Nueva Prosperina 230 kV
- Un circuito L/T Pascuales - Quevedo 230 kV
- L/T Quevedo – Santo Domingo 230 kV
- L/T Quevedo - Baba 230 kV
- L/T Baba – Santo Domingo 230 kV
- L/T Totoras – Riobamba 230 kV
- L/T Totoras – Molino 230 kV
- L/T Riobamba – Molino 230 kV
- L/T Totoras – Ambato 138 kV
- L/T Ambato – Pucará 138 kV
- L/T Pucará – Mulaló 138 kV
- L/T Mulaló – Vicentina 138 kV
- Uno de los autotransformadores 230/138 kV de la subestación Santa Rosa
- Uno de los autotransformadores 230/138 kV de la S/E Pascuales
- Uno de los autotransformadores 230/138 kV de la S/E Molino

**Tabla 3: Contingencias Dobles**

- L/T Pomasqui – Santa Rosa 230 kV (2 Circuitos)
- L/T Santa Rosa 230 – Totoras 230 kV (2 Circuitos)
- L/T Totoras – Molino 230 kV + L/T Totoras – Riobamba 230 kV
- L/T Totoras – Molino 230 kV + L/T Riobamba – Molino 230 kV
- L/T Molino - Zhoray 230 kV (2 Circuitos)
- L/T Molino - Pascuales 230 kV (2 Circuitos)
- L/T Milagro - Zhoray 230 kV (2 Circuitos)
- L/T Milagro - Pascuales 230 kV + L/T Milagro – Dos Cerritos 230 kV
- L/T Milagro - Pascuales 230 kV + L/T Dos Cerritos – Pascuales 230 kV
- L/T Pascuales - Quevedo 230 kV (2 Circuitos)
- L/T Quevedo – Santo Domingo 230 kV + L/T Quevedo – Baba 230 kV
- L/T Quevedo – Santo Domingo 230 kV + L/T Baba 230 – Santo Domingo 230 kV
- L/T Santo Domingo – Santa Rosa 230 kV (2 Circuitos)

#### 4.4. Resultados del Análisis de Contingencias

De los resultados del análisis de contingencias N-1, se verifica que en ningún caso se presentan violaciones a los límites de emergencia de voltaje o de la cargabilidad de líneas de transmisión o de transformadores, que no pueda ser solucionado con la intervención del Operador en tiempo real.

Del análisis de contingencias N-2, en estado estacionario, se identifica las contingencias en las cuales se presentan violaciones a los límites de voltaje y/o cargabilidad de elementos de transmisión, o la falta de convergencia; mediante análisis dinámico se confirma la presencia de problemas operativos ante la contingencia N-2 y se determinan los problemas eléctricos que ocasionan en el SNI.

A continuación se listan las contingencias N-2, fallas críticas, que ante su ocurrencia generan problemas de estabilidad en el sistema eléctrico ecuatoriano, y por lo tanto se requiere que sean integradas en un Sistema de Protección Sistemática.

**Tabla 4: Fallas críticas**

<b>Contingencia N-2</b>	<b>Problemas eléctricos</b>
<i>Doble contingencia Santa Rosa -Totoras.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Inestabilidad angular con Colombia</i></li> <li>2) <i>Sobrecargas</i></li> <li>3) <i>Bajos voltajes</i></li> </ol>
<i>Doble contingencia Santo Domingo - Santa Rosa</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Inestabilidad angular con Colombia,</i></li> <li>2) <i>Bajos voltajes</i></li> </ol>
<i>Contingencia Santo Domingo - Quevedo y Quevedo Baba.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Inestabilidad angular con Colombia.</i></li> </ol>
<i>Contingencia Santo Domingo - Quevedo y Santo Domingo- Baba.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Inestabilidad angular con Colombia</i></li> </ol>
<i>Doble contingencia Quevedo - Pascuales.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Inestabilidad angular con Colombia, particularmente cuando las centrales de generación San Francisco y Agoyán están fuera de servicio</i></li> <li>2) <i>Bajos voltajes</i></li> </ol>
<i>Contingencia Totoras - Molino y Molino - Riobamba.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Inestabilidad angular con Colombia</i></li> </ol>
<i>Doble contingencia Milagro - Zhoray.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Problemas de bajo voltaje debido a altas transferencias de potencia</i></li> </ol>
<i>Doble contingencia Molino - Pascuales.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Problemas de bajo voltaje debido a altas transferencias de potencia</i></li> </ol>

#### 5. DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN SISTÉMICO - SPS

Para evitar el colapso del sistema eléctrico ecuatoriano ante la ocurrencia de las contingencias N-2, fallas críticas, indicadas en la tabla anterior, se requiere realizar el diseño e implementación de un Sistema de Protección Sistemática, que sea capaz de prevenir la actuación del Esquema de Separación de Áreas, de corregir bajos voltajes, de eliminar la sobrecarga de los elementos del Sistema Nacional Interconectado y evitar la condición de fuera de paso entre los sistemas eléctricos colombiano y ecuatoriano.

La apertura del anillo de 230 kV, producto de la salida intempestiva de una línea de transmisión en el norte del país, da lugar a altas transferencias por los elementos del corredor Totoras – Ambato- Pucará – Mulaló –Vicentina 138 kV, que a la vez provoca la salida por sobrecarga de la línea de transmisión Ambato – Totoras 138 kV, bajos voltajes en todo el sistema y la separación angular entre los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano.

De los análisis realizados se concluye que los efectos negativos descritos, son posibles de mitigar o eliminar, al disminuir la generación de la central hidroeléctrica Paute y/o de la central hidroeléctrica San Francisco; y, con la finalidad de mantener el balance de generación – carga y evitar las bajas frecuencias, se hace necesaria la desconexión automática de carga, estratégicamente seleccionada para cada una de las contingencias, fallas críticas.

El éxito de la actuación del SPS se alcanza, siempre y cuando se logre mantener interconectado el sistema eléctrico ecuatoriano con el sistema eléctrico colombiano, evitando en todo instante la actuación del Esquema de Separación de Áreas - ESA (se considera que el ajuste de tiempo por bajo voltaje de ésta protección es de 500 milisegundos).

El SPS, considerando las acciones de verificación y envío de comandos para ejecutar las acciones de mitigación, en varios casos no será capaz de evitar que se presenten sobrecargas en los elementos de transmisión de manera transitoria, por lo que las protecciones por sobrecarga de los elementos de transmisión no deben actuar antes que el opere el SPS.

El tiempo de actuación del Sistema de Protección Sistemática, debe ser menor al tiempo crítico para cada una de las contingencias, el mismo que se determina en el punto 5.2.

Las acciones de mitigación para cada falla crítica se determinan en base a la formulación de un algoritmo (polinomio), que puede depender del flujo de potencia del o los elementos que salen de servicio en forma intempestiva y/o de otros elementos de la red de transmisión, formulación a partir de la cual se determina la cantidad de carga a ser desconectada y/o el rechazo de generación necesaria, para llevar el sistema a un nuevo punto de operación estable.

A continuación se resumen las acciones de mitigación para cada una de las contingencias.

Tabla 5: Acciones de mitigación para cada falla crítica

Contingencia	Mitigación
Doble contingencia Santa Rosa - Totoral.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Santa Rosa - Totoral 230 kV previo a la falla. $X2$ : Flujo de potencia por la L/T Ambato - Totoral 138 kV previo a la falla. An, A1, A2: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1+A2*X2$ $DC=0.65*DG$
Doble contingencia Santo Domingo - Santa Rosa	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV previo a la falla. An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1$ $DC=0$
Contingencia Santo Domingo - Quevedo y Quevedo - Baba.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Santo Domingo - Quevedo 230 kV + L/T Quevedo - Baba, previo a la falla. An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1$ $DC=0.5*DG$
Contingencia Santo Domingo - Quevedo y Santo Domingo - Baba.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Santo Domingo - Quevedo 230 kV + L/T Santo Domingo - Baba, previo a la falla. An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1$ $DC=0.5*DG$
Doble contingencia Quevedo - Pascaules.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Quevedo - Pascaules 230 kV, previo a la falla. An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1$ $DC=0.5*DG$
Contingencia Totoral - Molino y Molino - Eschamba.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Totoral - Molino 230 kV + L/T Molino - Eschamba 230 kV, previo a la falla. An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1$ $DC=0.5*DG$
Doble contingencia Milagro - Zoray.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Milagro - Zoray 230 kV, previo a la falla. An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DG=0$ , $DG=40+A1*X1$ $DC=0.5*DG$
Doble contingencia Molino - Pascaules.	$X1$ : Flujo de potencia por la L/T Molino - Pascaules 230 kV, An, A1: Constantes Si $X1 \leq P_{net}$ , entonces $DC=0$ , $DC=40+A1*X1$ $DG=0$

### 5.1. Arquitectura General del SPS

El Sistema de Protección Sistemática debe estar integrado por dispositivos de control y protección en las subestaciones (relés de monitoreo y mitigación), sistemas de control centralizados (toma de decisiones) y redes de comunicación, todas de manera redundante. En Fig. 1 se presenta el diagrama general de la arquitectura del SPS.

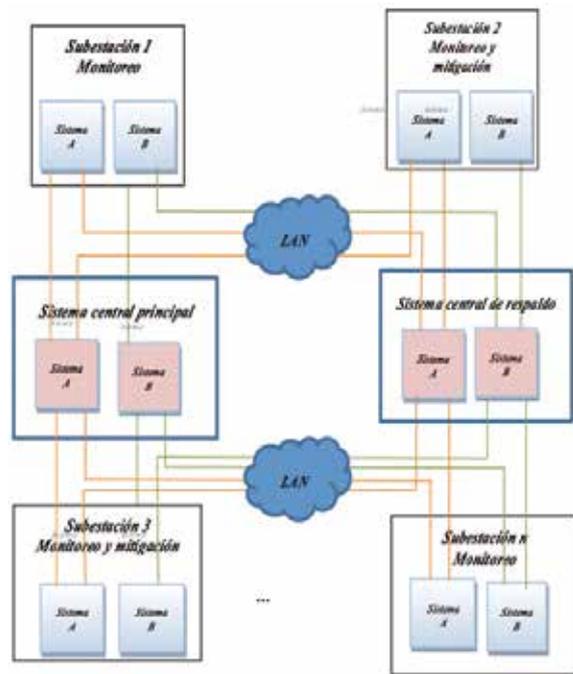
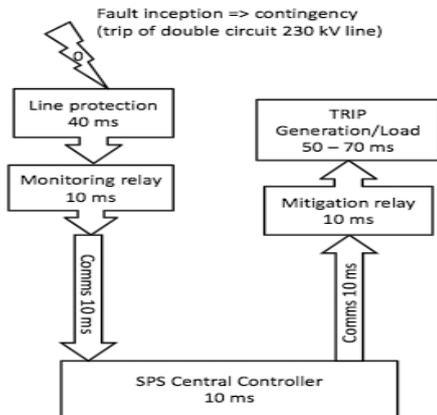


Figura 1: Arquitectura del SPS

### 5.2. Características del Sistema de Protección Sistemática

- El SPS debe actuar ante la ocurrencia de las contingencias predefinidas.
- Una vez ocurrida una de las contingencias ante la cual el SPS actúa, el tiempo de ejecución de las acciones de mitigación debe ser menor a la pérdida de estabilidad del sistema, y al tiempo de actuación del ESA, es decir menor al *tiempo crítico* definido.
- Para el sistema eléctrico ecuatoriano, el *tiempo crítico* de actuación del SPS se ha determinado en aproximadamente 200 milisegundos. Este valor se determina en base a: el tiempo de la actuación de la protección del elemento una vez ocurrida la falla, el tiempo que le toma al relé de monitoreo recibir la señal del elemento, el tiempo de retardo en el envío de datos de los relés de monitoreo al sistema central, el tiempo de procesamiento del sistema central, el tiempo para el envío de datos del sistema central a los relés de mitigación, el tiempo de envío de la señal de disparo de los relés de mitigación y la desconexión de los elementos de generación y carga

En la Fig. 2 se presenta gráficamente la cadena de distribución de tiempo de operación del SPS.



Fuente: Special Protection System Specification Document -  
Quanta

Figura 2: Distribución del tiempo del SPS

## 6. OPERABILIDAD DEL SPS

- Dada la criticidad del correcto funcionamiento del SPS, se requiere de redundancia dual, de tal forma que la falla de alguno de sus componentes no afecten el desempeño total del SPS.
- Los relés instalados en las subestaciones de monitoreo adquieren cada segundo, de manera constante, los datos de las corrientes, voltajes, estado de interruptores de los elementos de las contingencias predefinidas y son enviados al sistema central.
- Los relés instalados en las subestaciones de mitigación, cada segundo adquieren los datos de las corrientes, voltajes, estado de interruptores, de los elementos que forman parte de las acciones de mitigación, y son enviados al sistema central.
- Para cada contingencia, con los datos monitoreados en las subestaciones, el sistema central resuelve los algoritmos predefinidos y calcula la potencia de generación y de carga que debe desconectar automáticamente, y determina de manera automática las unidades y las cargas que va a desconectar.
- Cuando ocurre una de las contingencia definidas en el SPS, el equipamiento de monitoreo informa al sistema central, y el sistema central con las soluciones calculadas en el segundo anterior, envía las decisiones de apertura al equipamiento de mitigación de las subestaciones respectivas.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La implementación del Sistema de Protección Sistemica dará mayor confiabilidad al sistema eléctrico ecuatoriano, minimizando el riesgo de experimentar colapsos totales o parciales.

- El sistema de protección sistemica no reemplaza la expansión de los sistemas de transmisión y generación, este es una solución de corto plazo para los problemas de la red.
- El diseño del sistema de protección sistemica propuesto considera en su arquitectura la dinámica de los sistemas eléctricos de potencia y permite modificaciones, considerando cambios topológicos como resultado de la expansión del sistema.
- El sistema de protección sistemica analizado, considera algoritmos en base a la red extendida, anillo troncal de 230 kV del SNI, no considera algoritmos para áreas locales.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] REGULACIÓN No. CONELEC - 003/08, "Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado"
- [2] Shimo Wang, George Rodriguez, Smart RAS (Remedial Action Scheme), IEEE.
- [3] Informe del CENACE, "Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factores de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)".
- [4] <http://www.transelectric.com.ec>
- [5] GENERACIÓN DE SEGURIDAD Y LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE COLOMBIA Y ECUADOR DICIEMBRE 2012 - DICIEMBRE 2013
- [6] Rafael Ernesto Salao Paredes, Julio Fernando Masache Masache, Cristóbal Mera, Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado.
- [7] Quanta Technology, Estudios de soporte, análisis, diseño y especificaciones del sistema de protección sistemica para el sistema nacional interconectado del Ecuador.



María Verónica Flores Soria. Nació en Latacunga, Ecuador. Recibió su título de Ingeniera Eléctrica de Escuela Politécnica Nacional en el 2000, de Máster en Economía y Regulación de Servicios Públicos de la Universidad de Barcelona, especialidad Energía, España en 2004, Especialista en Dirección de Empresas mención Finanzas, de la Universidad Andina 2007, Máster en Dirección de Empresas de la Universidad Andina en 2009. Actualmente se desempeña en el cargo de Gerente Técnica del Proyecto SPS en el Centro Nacional de Control de Energía. Sus áreas de mayor interés incluyen estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, sistemas de acción remediales.



Edison Javier Iza Chango, nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, 2001. Realizó estudios de MBA con mención en Calidad y Productividad en la Universidad Católica de Quito y al momento se encuentra desarrollando la tesis de maestría. Desde el 2000 a 2003 se desempeñó como ingeniero operador de generación y transmisión y del 2003 al 2011 como Supervisor de Operaciones en el Área Centro de Operaciones del CENACE. Actualmente trabaja como Ingeniero de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planeamiento del CENACE. Sus áreas de interés son los estudios eléctricos enfocados a la Operación y Estabilidad de SEP. en Quito, Ecuador en 1982. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Politécnica Nacional en 2007; se desempeña desde el 2008 como Operador de Generación / Transmisión en la Sala de Control del CENACE.