

Sistema de Protección Sistémica Considerando la Expansión de Generación y Transmisión en el Sistema Ecuatoriano

J. Aimara W. Almeida V. Flores

Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: jaimara@cenace.org.ec; walmeida@cenace.org.ec; vflores@cenace.org.ec

Resumen

En el sistema eléctrico ecuatoriano en marzo del 2015 se implementó un Sistema de Protección Sistémica (SPS), cuya función es la de detectar la ocurrencia de contingencias críticas, previamente identificadas, y ejecutar las acciones remediales definidas para cada una de esas contingencias. Considerando el ingreso a operación de las nuevas obras de generación y transmisión en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), en el mediano plazo, las condiciones de operación se modifican y por lo tanto se requiere la actualización del SPS. En este sentido, en este documento se presentan los criterios y resultados del análisis de contingencias simples y dobles en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), para determinar las contingencias críticas bajo nuevos escenarios de operación y se plantean las acciones remediales que le permitan al S.N.I. mantener una operación segura.

Palabras clave— Sistema de Protección Sistémica, sistema de transmisión, seguridad, contingencias N-1 y N-2

Abstract

In march 2015, the Systemic Protection System (SPS) was implemented in ecuadorian electric system, whose function is detect the occurrence of critical contingencies, previously identified, and to execute of the remedial actions that have been defined and implemented for each of these contingencies. Considering the operation of the new generation units and transmission elements in the National Interconnected System (SNI), the operating conditions will change and therefore the updating of SPS is required. This document presents the criteria and results of the analysis of single and double contingency in the National Transmission System (SNT), to determine the critical contingencies under new operating scenarios and propound the remedial actions that allow the SNI maintain safe operation.

Index terms— Systemic protection system, transmission system, security, contingency N-1 and N-2.

Recibido: 20-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Aimara J.; Almeida W. y Flores V. (2016). "Sistema de Protección Sistémica Considerando la Expansión de Generación y Transmisión en el Sistema Ecuatoriano". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 167-173.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de dotar de una mayor confiabilidad a la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, el 31 de marzo de 2015 ingresó en operación el Sistema de Protección Sistemática -SPS para el Sistema Nacional Interconectado, mismo que permanentemente evalúa la condición de operación de los elementos del sistema de transmisión de ocho contingencias dobles críticas probables en el anillo troncal de 230 kV, y para cada una de estas, en caso de ocurrencia, ejecuta acciones de mitigación previamente definidas, calculadas e implantadas[1].

Considerando las obras de expansión del Sistema Nacional Interconectado a mediano plazo, como el ingreso de la red de 500 kV, la entrada en operación de las centrales Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi Pilatón, Minas San Francisco, entre otras obras, la topología y las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado se modificarán, lo cual implicará que algunos de los problemas operativos actuales se solucionen y otros nuevos aparezcan.

Con la finalidad de evitar colapsos totales o parciales, minimizando tanto la cantidad como el tiempo de energía eléctrica no suministrada, ante la ocurrencia de contingencias críticas, mediante el análisis de escenarios típicos de operación, con horizonte 2018, se pretende identificar las contingencias graves para el sistema eléctrico ecuatoriano y determinar las acciones remediales que se requieran.

2. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Identificar las contingencias críticas N-1 y N-2 en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano S.N.I., que provocan la pérdida de estabilidad, considerando la operación interconectada con el sistema eléctrico colombiano y el plan de expansión para el sistema eléctrico ecuatoriano, con horizonte al año 2018.

Determinar las acciones remediales que deben ser incluidas en el Sistema de Protección Sistemática – SPS implementado para las contingencias críticas identificadas en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Determinar las condiciones para la vigencia de las acciones remediales para cada una de las contingencias críticas o la modificación de las mismas, implementadas en el SPS.

3. DEFINICIONES

3.1. Contingencias

Contingencia N-1: Evento en el cual uno de los elementos del sistema eléctrico de potencia (líneas, transformadores, generadores, cargas) sale de servicio por causas imprevistas.

Contingencia N-2: Evento en el cual dos elementos del sistema eléctrico de potencia (líneas, transformadores, generadores, cargas) salen de servicio por causas imprevistas.

3.2. Análisis De Contingencias

En el análisis de contingencias se determina los efectos sobre el sistema eléctrico y su capacidad de encontrar un nuevo punto de operación estable, ante la salida intempestiva de uno o más elementos, mediante análisis de la cargabilidad por las líneas de transmisión y por los transformadores de potencia, los voltajes en 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. [2]

3.5. Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico 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)

Corresponde 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 ARCONEL, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, operado por la empresa única de transmisión. [1]

3.7. Sistema de Protección Sistemica (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 del sistema eléctrico.

4. ANALISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO ANTE LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS N-1 Y N-2.

4.1. Consideraciones

Los análisis eléctricos realizados consideran la siguiente información de entrada.

- Plan de equipamiento de generación hasta diciembre de 2018, remitido por ARCONEL.
- Plan de expansión de transmisión 2014-2023 y plan de obras mayo 2015_ -dic 2017, remitida por CELEC EP TRANSELECTRIC.
- Proyecciones de demanda remitida por ARCONEL.
- Bandas variación de voltaje para operación normal y de emergencia, las que se encuentran vigentes desde el 01 de julio de 2015, autorizadas por ARCONEL mediante oficio No. ARCONEL-DE-2015-1033-OF del 26 de junio de 2015. [3]

Tabla 1. Bandas de voltaje vigente para el S.N.I.

Nivel de Voltaje	Límite Inferior		Límite Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
	(%)	(%)	(%)	(%)
230 kV	-3	-6	5	6
138 kV	-5	-10	5	6
69, 46 y 34,5 kV	-3	-5	3	6

Tabla 2. Bandas de voltaje vigente para zonas radiales

Nivel de Voltaje	Operación	
	Normal (%)	Emergencia (%)
138 kV	-7	-10

- 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].
- Límites de voltaje en condiciones de emergencia, establecidos en la Regulación CONELEC 06-00, Procedimiento de Operación y mantenimiento.

4.2. Metodología

- Se modela al sistema eléctrico ecuatoriano operando de forma sincronizada con el sistema colombiano, en un programa computacional para análisis eléctrico.
- Se definen los escenarios típicos de operación, en condiciones de alta y baja hidrología de las centrales de generación con mayor aporte de potencia, para períodos de mínima, media y alta demanda.
- Las contingencias N-1 y N-2, se analizan mediante simulaciones en estado estacionario que permite identificar los parámetros eléctricos que violan sus límites ante el evento.
- Las contingencias N-1 y N-2 ante las cuales no existe convergencia en estado estacionario, se analizan con simulaciones dinámicas, permitiendo verificar las condiciones operativas del sistema durante y después de la contingencia.

- Para las contingencias ante las cuales provocan que el S.N.I. opere fuera de los límites de emergencia o involucren pérdida de estabilidad, se determinan las acciones remediales que eviten colapsos parciales o totales en el sistema eléctrico ecuatoriano.
- No son consideradas para la inclusión en el SPS aquellas contingencias que afectan únicamente a zonas radiales del S.N.I., y que pueden ser solucionadas mediante la implementación de esquemas de protección locales o mediante esquemas de desconexión de carga por bajos voltajes.
- La metodología se resume en el diagrama de flujo de la Figura 1

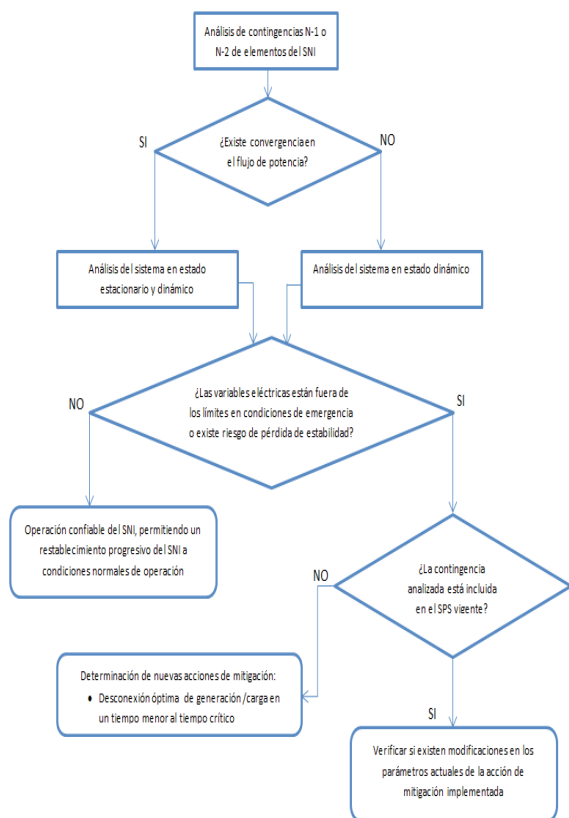


Figura 1: Metodología

4.3. Resultados del Análisis de Contingencias

4.3.1. Evaluación de las contingencias críticas implementadas actualmente en el SPS

De la evaluación de las contingencias críticas, cuyas acciones remediales o de mitigación actualmente forman parte del SPS, con un horizonte al año 2016, permite estimar las condiciones y requerimientos bajo las cuales podrían ser deshabilitas.

En la tabla 3, se presentan los resultados obtenidos para la evaluación de las contingencias críticas actualmente evaluadas en el SPS.

Tabla 3: Evaluación de las contingencias críticas implementadas actualmente en el SPS

Contingencia	Problema eléctrico	Requerimiento para su deshabilitación
Doble contingencia de la L/T Santa Rosa –Totoras 230 kV	Inestabilidad angular con Colombia	Ingreso de la central Coca Codo Sinclair y de la L/T El Inga – Tisaleo 500 kV.
	Sobrecargas	
	Bajos voltajes	
Doble contingencia de la L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV	Inestabilidad angular con Colombia,	Ingreso de la central Coca Codo Sinclair y de la L/T El Inga – Tisaleo 500 kV.
	Bajos voltajes	
L/T Santo Domingo - Quevedo y L/T Quevedo – Baba 230 kV	Inestabilidad angular con Colombia	Ingreso de la central Coca Codo Sinclair, del proyecto Toachi Pilatón, y de la L/T El Inga – Tisaleo 500 kV.
Doble contingencia de la L/T Quevedo – Pascuales 230 kV	Inestabilidad angular con Colombia,	Ingreso de la central Coca Codo Sinclair y de la L/T El Inga – Tisaleo 500 kV.
	particularmente con las centrales de generación San Francisco y Agoyán fuera de servicio Bajos voltajes	
L/T Totoras - Molino y L/T Molino – Riobamba 230 kV	Inestabilidad angular con Colombia	Ingreso de la central Coca Codo Sinclair y de la L/T El Inga – Tisaleo 500 kV.
Doble contingencia de la L/T Milagro – Zhoray 230 kV	Bajo voltaje debido a altas transferencias de potencia	Ingreso de la L/T Chorrillos – Tisaleo 500 kV, del SVC en la subestación Chorrillos, compensación capacitiva (150 MVAR) en la subestación Chorrillos.
Doble contingencia de la L/T Molino – Pascuales 230 kV	Bajo voltaje debido a altas transferencias de potencia	Ingreso de la L/T Chorrillos – Tisaleo 500 kV, del SVC en la subestación Chorrillos, compensación capacitiva (150 MVAR) en la subestación Chorrillos.
L/T Santo Domingo - Quevedo y L/T Santo Domingo – Baba 230 kV	Inestabilidad angular con Colombia	Ingreso de la central Coca Codo Sinclair, del proyecto Toachi Pilatón, y de la L/T El Inga – Tisaleo 500 kV.

Con la finalidad de preservar la seguridad del sistema eléctrico ecuatoriano, la modificación o el retiro de las estrategias asociadas a cada contingencia incluida en el SPS se deberán decidir mediante análisis de corto plazo, una vez que ingresen a operación los nuevos proyectos de generación y transmisión.

4.3.2. Nuevas contingencias críticas identificadas en el período de análisis

De los análisis realizados, se identifica como una nueva contingencia crítica que puede afectar a la estabilidad del sistema, la salida intempestiva de los dos circuitos de la L/T Milagro – San Idelfonso 230 kV, considerando la operación de la central hidroeléctrica Minas San Francisco.

Tabla 4: Nueva contingencias críticas identificadas en el período de análisis

Contingencia	Problema eléctrico	Estrategia
Doble contingencia de la L/T Milagro – San Idelfonso 230 kV	Sobrecargas	Disparo automático de generación de la central hidroeléctrica Minas San Francisco, dependiendo del flujo pre-falla

4.3.3. Inclusión de la nueva estrategia en el sistema de protección sistémico

Con la finalidad de incluir una nueva estrategia para prevenir la pérdida de estabilidad en el sistema eléctrico ecuatoriano ante la salida de los dos circuitos de la L/T Milagro – San Idelfonso 230 kV, se deberá prever el equipamiento y cableado detallado en la tabla 5.

Tabla 5: Nueva contingencias críticas identificadas en el período de análisis

Nueva contingencia a ser incluidas en el SPS	Equipamiento	Cableado
Salida de los 2C de la L/T San Idelfonso - Milagro 230 kV	En las subestaciones San Idelfonso 230 kV y en la central Minas San Francisco	Para las posiciones San Idelfonso 1 y San Idelfonso 2 en la subestación Milagro 230 kV

4.3.4. Identificación de contingencias críticas con afectación zonal

En el período de análisis se identifican como contingencias críticas con afectación zonal, las mismas que no serían incluidas en el SPS:

Tabla 6: Contingencias críticas zonales identificadas en el período de análisis

Contingencia	Esquema	Requerimiento para su deshabilitación
Doble contingencia de L/T Santo Domingo - Esmeraldas 138 kV	Para mantener la continuidad de servicio de la carga de Refinería de Esmeraldas se abre la posición Refinería en la S/E Esmeraldas, esquema implementado.	Ingreso del sistema Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV
Un circuito de la L/T Esmeraldas – Santo Domingo 138 kV	Para mantener la continuidad de servicio de la carga de Refinería de Esmeraldas, evitando el disparo del otro circuito por sobrecarga, se dispara de generación de la central Esmeraldas II, esquema implementado.	Ingreso del sistema Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV
Un transformador 138/69 kV de la S/E Esmeraldas	Para mantener la continuidad de servicio de la carga de Refinería de Esmeraldas, es necesario evitar el disparo del otro transformador, se requiere del disparo de carga de la subestación Esmeraldas.	Repotenciar la subestación Esmeraldas
Autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Quevedo	Con bajo de generación de las centrales Hidronación, Jaramijó, Miraflores, ante esta contingencia se presentan voltajes por debajo de los límites de emergencia, es necesario implementar un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona.	
Uno de los autotransformadores AA1 o AA2 138/69 kV en la S/E Portoviejo	Para mantener la continuidad de servicio de parte de la carga en la zona, es necesario desconectar carga en la S/E Portoviejo	Ingreso de la subestación San Juan
Uno de los autotransformadores ATQ o ATR 138/69 kV o del transformador TRK 230/69 kV en la S/E Machala	Para mantener la continuidad de servicio de parte de la carga en la zona, es necesario desconectar carga en la S/E Machala. Esquema implementado	Ingreso de la subestación La Avanzada
Uno de los autotransformadores ATQ o ATR 138/69 kV en la S/E Salitral	Para mantener la continuidad de servicio de parte de la carga en la zona, es necesario desconectar carga en la S/E Salitral, Esquema implementado.	Ingreso de la subestación Nueva Salitral
L/T San Gregorio - Montecristi 138 kV	Con la finalidad de mantener la continuidad de servicio en la zona, es necesario formar una isla eléctrica entre la carga de Montecristi y la central Jaramijó, esquema implementado.	Ingreso del segundo circuito de la L/T San Gregorio - Montecristi 138 kV
Autotransformador ATT 230/138 kV San Gregorio	Ante esta contingencia se presentan voltajes por debajo de los límites de emergencia, es necesario implementar un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona.	Ingreso de la subestación San Juan.

L/T San Gregorio - Quevedo 230 kV	Ante esta contingencia se presentan voltajes por debajo de los límites de emergencia, es necesario implementar un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona.	
Doble contingencia de la L/T Molino - Cuenca 138 kV	Ante esta contingencia se presentan voltajes por debajo de los límites de emergencia, es necesario implementar un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona.	Ingreso de la subestación Arenales.
Doble contingencia de la L/T Sinincay - Zhoray 230 kV	Ante esta contingencia se presentan voltajes por debajo de los límites de emergencia, es necesario implementar un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona.	

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al analizar el ingreso a operación del sistema de transmisión de 500 KV y las obras de generación relevantes, con horizonte el año 2018, se concluye que es necesaria la inclusión de una nueva estrategia en el SPS, para la contingencia N-2, salida de los dos circuitos de la línea de transmisión Milagro – San Idelfonso 230 kV, cuya acción remedial o de mitigación corresponde al disparo automático de generación de la central hidroeléctrica Minas San Francisco, y que dependerá del flujo previo a la falla, esto con el objetivo de evitar eventos en cascada por sobrecarga de otros elementos de la red.

El ingreso de las nuevas obras en el SNT, principalmente del corredor El Inga – Tisaleo – Chorrillos 500 kV, brinda mayor confiabilidad en el abastecimiento de la zona norte, dejando de ser la contingencia más crítica para el S.N.I. la salida intempestiva de los dos circuitos de la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras 230 kV.

La operación de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair modifica la distribución de los flujos de potencia en el anillo de 230 kV, al ser la generación que abastecerá por periodos largos toda o buena parte de la carga de la Empresa Eléctrica Quito.

Los problemas de bajo voltaje en las zonas de Pascuales – Salitral – Trinitaria – Milagro, se verán mejorados con el ingreso de la compensación capacitiva prevista en la subestación Chorrillos y otras subestaciones la zona; y ante las contingencias críticas actuales CELEC EP TRANSELECTRIC ha previsto el ingreso a operación de un compensador

estático de potencia reactiva (SVC) cuya respuesta dinámica de aporte de reactivos, evita la presencia de bajos voltajes.

El sistema de protección sistémica no reemplaza la expansión de los sistemas de transmisión y generación, este es una solución de corto plazo para los problemas detectados en la red.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- [1] M. V. Flores, D. E. Echeverría, R. P. Barba, and G. Argüello, Architecture of a Systemic Protection System for the Interconnected National System of Ecuador, IEEE.
- [2] REGULACIÓN No. CONELEC - 003/08, “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.
- [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 2014 – DICIEMBRE 2016.



José Xavier Aimara Guaita.- Nació en Pillaro Provincia del Tungurahua el 1 de octubre de 1987. Los estudios superiores los cursó en la Escuela Politécnica Nacional, donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en 2012. En el 2012 trabajó en Proyectos Integrales del Ecuador PIL S. A, desarrollando estudios transitorios de energización, utilizando el programa EMTP-ATP. Actualmente se desempeña en el cargo de ingeniero de planeamiento eléctrico en el Operador Nacional de Electricidad, CENACE. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.



Wendy Almeida Solano.-

Nació en la ciudad de Quito, recibió su título de Ingeniera Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en 2004 y de Máster en Sistemas de Gestión Integrados por la Universidad de Huelva, España en 2012. Colaboró como Ingeniera de Operación

en CENACE hasta el año 2006, posteriormente como Becaria de Estudios Doctorales en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina. Actualmente se desempeña como Ingeniera de Planificación en el área de estudios eléctricos. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.



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 el 2004, y de Máster en Dirección de Empresas de la Universidad Andina en el 2009, especialidad Finanzas. Actualmente se desempeña en el cargo de ingeniera de planeamiento eléctrico en el Operador Nacional de Electricidad, CENACE. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.