

## Aceleración de Máquinas Síncronas en el Sistema Nacional Interconectado durante un cortocircuito de larga duración

P.X. Verdugo

J.C. Cepeda

J.E. Román

*Operador Nacional de Electricidad – CENACE**E-mail: pverdugo@cenace.org.ec; jcepeda@cenace.org.ec; jroman@cenace.org.ec***Resumen**

Los sistemas eléctricos de potencia están formados por una gran cantidad de elementos que presentan características dinámicas particulares y que los hacen únicos y diferentes a otros sistemas. Es en este sentido que cada sistema requiere de estudios y evaluaciones propias que permitan conocer su dinámica operativa ante la ocurrencia de diferentes acontecimientos y, con esto, establecer medios de control y protección que se adapten a las características propias de cada sistema, para incrementar los niveles de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

El propósito de este trabajo es presentar el análisis post mortem de un evento electromecánico que causó la aceleración de unidades de generación del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, como resultado de un cortocircuito suscitado dentro de un sistema de distribución, y que posteriormente ocasionó el disparo de la interconexión a nivel de 230 kV entre Ecuador y Colombia.

Este análisis permite resaltar la importancia del uso de herramientas tecnológicas modernas de monitoreo y análisis de sistemas de potencia, como el Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS). Asimismo, los resultados muestran una consecuencia inesperada en la operación de sistemas de potencia, sobre: i) la forma de propagación de eventos dinámicos en una red; y, ii) el evento disparador de variaciones grandes de frecuencia. Finalmente, los resultados podrán guiar la definición de medidas que permitan evitar a futuro, la manifestación de eventos similares.

**Palabras clave**— Cortocircuitos, Energía cinética, Generadores, Flujo de potencia, Protecciones, WAMS.

**Abstract**

Electric power systems are made up of a great amount of elements that present particular dynamic characteristics and make them different from other systems. It is in this regard that particular studies and evaluations must be performed for each system in order to understand their dynamic performance in the face of different events and consequently establish means of control and protection, adapted to the proper features of each system, to improve the reliability and security in the electric power supply.

This article aims to portray the post mortem analysis of an electromechanical event that caused the acceleration of generation units belonging to the Ecuadorian National Interconnected System, as the result of a short-circuit that occurred in a distribution system. This event subsequently caused the tripping of the 230 kV interconnection between Ecuador and Colombia.

This analysis allows highlighting the importance of using modern technological tools for monitoring and assessing the power system such as the Wide Area Monitoring System (WAMS). Likewise, the obtained results show an unexpected consequence about power system operations, related to: i) the characteristics of dynamic event propagation in a grid; and, ii) the triggering event of big frequency variations. Finally, the analysis results might guide the definition of countermeasures that allow avoiding the manifestation of similar events in the future.

**Index terms**— Short-circuit, Kinetic energy, Generators, Power flows, Protections, WAMS.

Recibido: 09-09-2016, Aprobado tras revisión: 08-12-2016

Forma sugerida de citación: Verdugo, P.; Cepeda, J.; Román, J. (2017). "Aceleración de Máquinas Síncronas en el Sistema Nacional Interconectado ante un cortocircuito de larga duración". Revista Técnica "energía".

No. 13, Pp. 5-14

ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCIÓN

La inclusión de mercados desregulados, la falta de inversión, la operación con líneas de transmisión congestionadas, y otras razones técnicas, como restricciones de tipo ambiental, han llevado a operar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) peligrosamente cerca de sus límites físicos. A esto se suma la falta de un mantenimiento adecuado, la inapropiada gestión de activos y, muchas veces, el no considerar la aplicación de procesos de supervisión y auditorías bien estructurados. Bajo estas condiciones, ciertas perturbaciones, incluso algunas consideradas como de poco impacto, en ciertas circunstancias podrían disparar eventos en cascada que eventualmente conduzcan al sistema a desconexiones indeseadas o incluso a colapsos parciales o totales [1].

Sobre esta base, es necesario desarrollar metodologías novedosas y estructurar procesos que permitan planificar y operar los sistemas de potencia de forma más segura y confiable. Entre estas propuestas están, entre otras: una adecuada planificación de la expansión del sistema, la implementación de tecnologías modernas de monitoreo, control y protección (sistemas SCADA/EMS y sistemas WAMPAC), la implementación de procesos de gestión y auditorías de protecciones, la implementación de sistemas de protección especiales (SPS) y la gestión inteligente de activos.

Estas implementaciones modernas forman parte de un proceso de reingeniería, que ha establecido la necesidad de desarrollar modelos matemáticos y herramientas prácticas que permitan diseñar una red inteligente (Smart Grid) auto-curable (Self-Healing Grid), capaz de llevar a cabo funciones de reconfiguración y control de área extendida en tiempo real [1].

En la actualidad, entre las modernas tecnologías de monitoreo se encuentran los medidores sincrofasoriales (PMUs) y los sistemas de monitoreo de área extendida (WAMS), los cuales facilitan el diseño de mecanismos para evaluar la vulnerabilidad del sistema de potencia luego de ocurrida una contingencia, ya sea mediante estudios fuera de línea o incluso a través de análisis en tiempo real. Los resultados de estos análisis están orientados a establecer o diseñar propuestas metodológicas que mejoren la seguridad y confiabilidad del SEP en la etapa de planificación, o determinar indicadores que disparen la actuación de SPSs en tiempo real, permitiendo mejorar el desempeño de las acciones de control correctivo [2]. Estos resultados pueden además, orientar la toma de oportunas acciones en tiempo real, por parte del personal de operación, y

evitar o limitar las consecuencias negativas de la contingencia.

Las metodologías de evaluación de la vulnerabilidad pueden clasificarse en: métodos fuera de línea, métodos en línea y métodos en tiempo real. La evaluación fuera de línea se realiza mediante métodos convencionales basados en simulaciones de alta complejidad, que generalmente conforman tareas con gran consumo de tiempo computacional, lo que restringe las aplicaciones en línea. Estos métodos se basan en simulaciones en estado estable (evaluación de la seguridad estática -SSA-) o dinámico (evaluación de la seguridad dinámica -DSA-) de N-x ( $x = 1, 2, 3, \dots, n$ ) contingencias críticas. Estas contingencias también pueden estar asociadas a una probabilidad de ocurrencia, utilizando por ejemplo, métodos de Montecarlo. En los métodos en línea, los datos de entrada se actualizan a través de equipos de medición y herramientas de procesamiento adecuadas (SCADA/EMS, WAMS, GIS, Registradores de Perturbaciones), en tanto que, en los métodos en tiempo real, estos datos obtenidos en línea son procesados con herramientas matemáticas y computacionales rápidas, de forma que los resultados pueden ser entregados dentro de máximo un par de segundos [2].

Uno de los métodos convencionales más usados para realizar evaluación post-operativa son los análisis post mortem de los eventos críticos, los cuales eran realizados únicamente en base a simulaciones fuera de línea, buscando representar de alguna manera las condiciones reales del sistema. Sin embargo, el uso de tecnología de monitoreo en línea (en este artículo: PMUs/WAMS y Registradores de Perturbaciones) permite hacer uso de datos reales del sistema con el objetivo de mejorar sustancialmente los análisis post mortem.

Un aspecto fundamental a considerar en un análisis post mortem, es la criticidad y el desempeño de los sistemas de protección ante la ocurrencia de perturbaciones de área amplia. Así, varias contingencias que han iniciado por causas naturales, es decir, fuera del control humano, han ocasionado interrupciones considerablemente graves e inclusive la separación de sistemas [3]. Existen dos tipos de operación indebida en los sistemas de protección: i) fallas en la operación y ii) operaciones indeseadas. El primer tipo representa el caso cuando el sistema no opera cuando debería haberlo hecho (problema de dependabilidad), mientras que el segundo se refiere a una operación no requerida (problema de seguridad) [3].

Con referencia a la base conceptual precedente, este artículo presenta el análisis post mortem de

un evento electromecánico atípico ocurrido en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI), el miércoles 04 de mayo de 2016 a las 11:29:42, que causó la aceleración de unidades de generación, como resultado de la ocurrencia de un cortocircuito presentado dentro de un sistema de distribución de la zona de Guayaquil (sur occidente de Ecuador), lo que posteriormente ocasionó, a las 11:29:48, el disparo de la interconexión a nivel de 230 kV entre Ecuador y Colombia (norte de Ecuador).

En el correspondiente reporte de falla emitido por la Gerencia Nacional de Operaciones del Operador Nacional de Electricidad – CENACE, se informa del disparo (11:29:42) del disyuntor de la posición Vergeles de 69 kV de la subestación Pascuales, con un flujo de potencia de 32,2 MW y 8,2 MVAR, subestación que se conecta con la subestación Molino mediante una línea de transmisión de doble circuito, línea que a su vez permite la evacuación de la generación de la central Paute hacia la zona de Guayaquil (para mayor referencia ver sección 3, Fig. 6).

A través de registros obtenidos del sistema WAMS de CENACE y de simulaciones ejecutadas en PowerFactory de DIGSILENT se realiza el análisis post mortem, el cual pretende determinar las causas que ocasionaron el disparo de la interconexión entre Ecuador y Colombia, tomando como punto de partida la ocurrencia de la falla en el sistema de subtransmisión de CNEL EP - Guayaquil. Este análisis, permite resaltar la importancia del uso de herramientas tecnológicas modernas de monitoreo y análisis de sistemas de potencia como el Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS), en el análisis post mortem de eventos críticos. Asimismo, los resultados muestran una consecuencia inesperada en la operación de sistemas de potencia, sobre: i) la forma de propagación de eventos dinámicos en una red; y, ii) el evento disparador de variaciones grandes de frecuencia.

El presente artículo se estructura de la siguiente forma: la sección 2 presenta un resumen del sistema WAMS de Ecuador, la sección 3 contiene el marco teórico utilizado como sustento para la realización de los análisis; la sección 4 muestra el análisis del evento y los resultados obtenidos con base en simulaciones y en los registros disponibles de los sistemas WAMS y SCADA/EMS de CENACE; finalmente, en la sección 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

## 2. SISTEMA WAMS DE ECUADOR

El Operador Nacional de Electricidad CENACE, como ente encargado de la administración técnica y comercial del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ha emprendido, desde el año 2010, un proyecto para

estructurar un sistema de monitoreo de área extendida (WAMS) que facilite el monitoreo y supervisión en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a partir de mediciones sincrofásorales.

Actualmente, CENACE ha concluido la instalación de 30 dispositivos de medición sincrofásorial (PMUs) en las principales subestaciones del SNI y de un concentrador de datos fasoriales (PDC) localizado en el centro de control. El objetivo es monitorear aquellas zonas que tienen una alta relevancia operativa. Esto, con el propósito de realizar una evaluación precisa y fiable del comportamiento del sistema, especialmente en términos de su respuesta dinámica.

Los principales objetivos que se persiguen con el proyecto WAMS son los siguientes:

- Otorgar a la supervisión en tiempo real del SNI, las herramientas que le permitan realizar una acción preventiva y con mayor oportunidad, ante riesgos de inestabilidad del sistema de potencia (alerta temprana).
- Disponer de información y herramientas más precisas para realizar los análisis eléctricos de estabilidad del sistema y determinar la presencia de modos no amortiguados de oscilación.
- Disponer de información adecuada para realizar evaluación post - operativa del comportamiento eléctrico del sistema luego de un evento e identificar las oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento (análisis post mortem).
- Sintonizar los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) y validar los modelos de los sistemas de control asociados a los generadores.

Para llevar a cabo las aplicaciones de análisis del sistema de potencia en tiempo real utilizando las mediciones sincrofásorales, CENACE adquirió el software WAProtector™ desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia.

WAProtector adquiere los datos fasoriales de los PMUs mediante el sistema de comunicaciones basado en fibra óptica y brinda acceso a través de la intranet de CENACE. En el servidor del software WAProtector, se realiza el análisis de datos en tiempo real y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico.

En el mismo servidor se encuentran instalados tanto el PDC como las aplicaciones. El servidor PDC se conecta directamente con los PMUs instalados en las Subestaciones del SNI utilizando el protocolo IEEE C37.118. El muestreo en la transmisión

de información de los PMUs es 60 muestras por segundo. Además, este software tiene la funcionalidad para desarrollar nuevas aplicaciones y mejorar el monitoreo de la estabilidad del sistema eléctrico.

Las aplicaciones disponibles en WAProtector son:

- Estabilidad estática de ángulo (diferencia angular)
- Estabilidad de Voltaje de corredores de transmisión
- Estabilidad Oscilatoria
- Detección de Islas
- Información de Armónicos del Sistema
- Análisis de Información Histórica
- Eventos del Sistema

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1. Aceleración de Máquinas Sincrónicas

Las máquinas sincrónicas son elementos dinámicos que en condiciones estacionarias (o cuasi-estacionarias) se caracterizan por rotar a velocidad sincrónica. Este funcionamiento estacionario se debe al equilibrio existente entre los torques: mecánico ( $T_m$ ) y electromagnético ( $T_e$ ). Sin embargo, cuando el sistema de potencia es sometido a una perturbación transitoria severa, como una falla en sistemas de transmisión, la pérdida de generación o la pérdida de una gran cantidad de carga, este equilibrio desaparece de forma transitoria, provocándose una condición de aceleración de las máquinas (cuando  $T_m > T_e$ ) o de desaceleración de las máquinas (cuando  $T_m < T_e$ ). La respuesta del sistema ante estas perturbaciones suele además involucrar grandes cambios en el ángulo de los rotores de los generadores, en los flujos de potencia por los elementos del sistema, en los voltajes de las barras y en otras variables del sistema, e incluso pérdida de sincronismo (conocida como estabilidad transitoria)[4].

##### 3.1.1. Cortocircuitos y Aceleración de las Máquinas Sincrónicas

Con el fin de mostrar la respuesta de un sistema de potencia ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico, se utiliza un modelo tipo de generador sincrónico, transformador y dos líneas de transmisión en paralelo, conectados a una barra infinita que representa una red con carga y su equivalente circuitual, asumiendo un modelo clásico de generador. Este sistema es representado en las figuras 1 y 2, respectivamente [4].

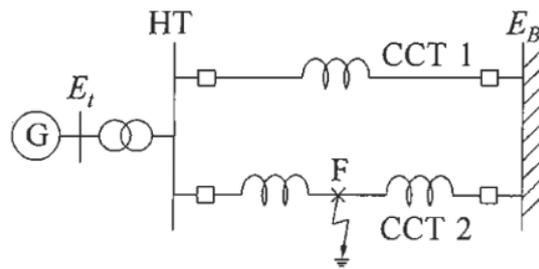


Figura 1: Circuito de potencia tipo [4]

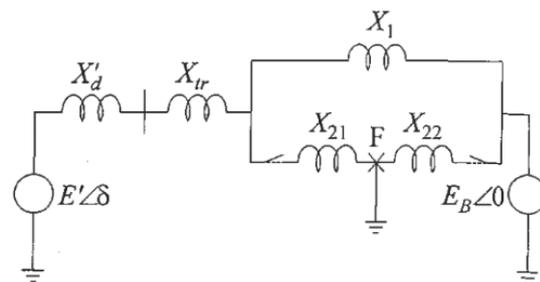


Figura 2: Circuito de potencia equivalente [4]

Si el origen de un cortocircuito (F) se encuentra en el extremo de envío (barra HT) del circuito con falla, no existirá flujo de potencia activa hacia la barra infinita, ya que el voltaje en la barra HT sería cero (considerando un cortocircuito franco), la corriente de cortocircuito del generador fluye a través de reactancias hacia la falla y no existe flujo de corriente hacia la barra infinita. De esta manera, únicamente existe un flujo de potencia reactiva hacia la falla, por lo que la potencia activa y el correspondiente torque eléctrico durante la falla son nulos [4]. Es necesario considerar que, si la ubicación de la falla se encuentra a cierta distancia del extremo de envío (como en el punto F), una cierta cantidad de potencia activa es transferida hacia la barra infinita mientras la falla ocurre, debido a que la línea de transmisión en paralelo en donde no se presenta la falla, continúa transmitiendo potencia activa hacia la barra infinita. Adicionalmente, si también se considera que en la realidad, mientras más larga es una línea de transmisión, su componente resistiva ya no es despreciable, entonces el aporte de potencia activa del generador tendrá que cubrir la demanda de la barra infinita (la cual también se verá afectada en su magnitud por su comportamiento dinámico propio ante las variaciones de voltaje y frecuencia) más las pérdidas de las componentes resistivas de las propias líneas de transmisión.

En la Fig. 3, en base a la ecuación notada en , se muestra la curva de potencia activa transferida hacia la barra infinita (curva P-d) antes, durante y después de una falla.

$$P_e = \frac{E' E_B \sin \delta}{x_T} \quad (1)$$

donde  $P_e$  es la potencia eléctrica transferida desde el generador síncrono hacia la barra infinita,  $E'$  es el voltaje interno generado,  $E_B$  es el voltaje de la barra infinita,  $\delta$  es el ángulo del rotor y  $x_T$  es la reactancia total entre  $E'$  y  $E_B$ .

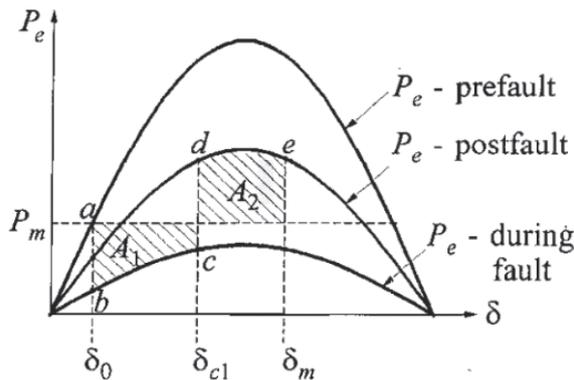


Figura 3: Curvas de potencia activa durante las diferentes etapas de una falla [4]

Por su parte, mediante la expresión notada en (1), obtenida a partir de la ecuación de oscilación, se determina la relación entre el ángulo del rotor y la potencia de aceleración. Inicialmente, cuando el sistema tiene un punto de operación inicial, la potencia mecánica  $P_m$  (o el torque mecánico  $T_m$ ) es igual a la potencia eléctrica  $P_e$  (o al torque electromagnético  $T_e$ ). Ante la ocurrencia de una falla, el punto de operación cambia súbitamente de  $a$  hacia  $b$ , ya que debido a la inercia de las masas rotantes del generador, el ángulo no puede cambiar inmediatamente. Dado que en este caso la potencia mecánica es mayor que la potencia eléctrica, el rotor se acelera hasta encontrar el punto de operación  $c$ , donde la falla es despejada [4]. Durante la transición entre  $b$  y  $c$ , es decir, mientras la potencia mecánica es mayor que la potencia eléctrica,

el generador adquiere energía cinética. Cuando la falla es despejada (movimiento del punto de operación hacia  $d$ ) la potencia eléctrica es mayor a la potencia mecánica ocasionando una desaceleración del rotor. Debido a que la velocidad del rotor es mayor que la velocidad síncrona de la máquina, el ángulo sigue creciendo hasta que la energía cinética adquirida durante el período de aceleración (representado por el área bajo la curva  $A_1$ ) es disipada, a través de la transferencia de esta energía hacia el sistema, lo que ocurre cuando el área de desaceleración  $A_2$  iguala al área de aceleración  $A_1$ .

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_o}{2H}(P_m - P_e) \quad (2)$$

donde  $P_e$  es la potencia eléctrica,  $P_m$  es la potencia mecánica,  $\delta$  es el ángulo del rotor y  $H$  es la constante de inercia.

#### 4. ANÁLISIS POST MORTEM DEL EVENTO REAL OCURRIDO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

De los registros obtenidos del Registrador de Perturbaciones ubicado en la posición Vergeles de 69 kV de la subestación Pascuales (información proporcionada por la Gerencia Nacional de Operaciones referente al análisis de la falla) y de los obtenidos del sistema WAProtector (herramienta de gestión de los datos del sistema WAMS de CENACE), presentados en las figuras 4 y 5, fue factible evidenciar la ocurrencia de un cortocircuito evolutivo aguas abajo de la posición Vergeles de 69 kV de la subestación Pascuales y la hora en la que se produjeron estos eventos, lo que se resume en la Tabla 1.

La Fig. 4 presenta los oscilogramas de las señales eléctricas de voltaje y corriente en cada una de las tres fases de la posición Vergeles, donde se puede evidenciar la evolución del cortocircuito presentado.

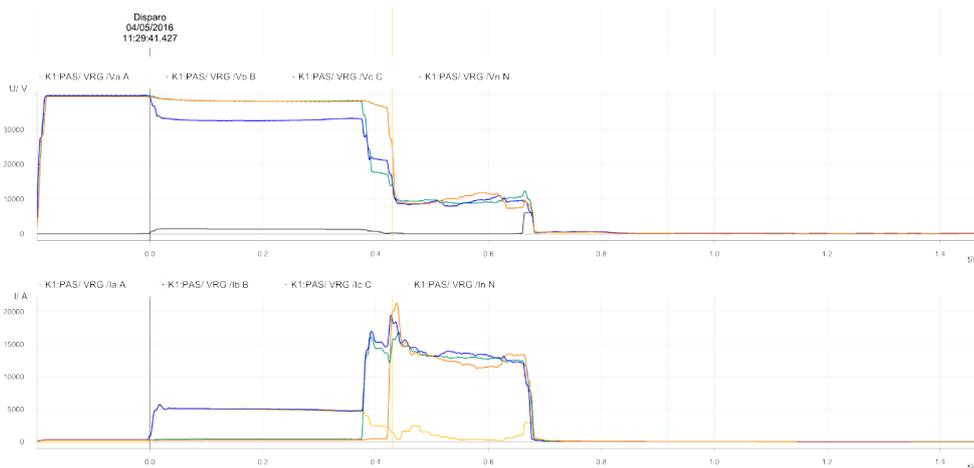


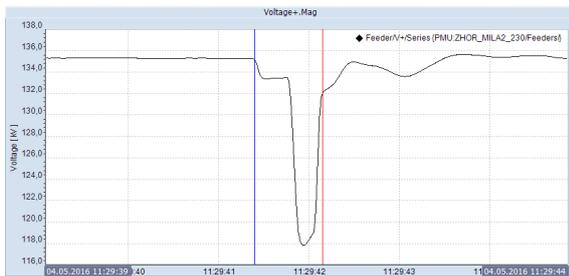
Figura 4: Registros del Registrador de Perturbaciones

**Tabla 1: Eventos de falla en la posición Vergeles de 69 kV de la subestación Pascuales**

Evento	Tiempo
CC monofásico (377 ms)	11:29:41:427
CC bifásico (44 ms)	11:29:41:804
CC trifásico (244)	11:29:42:848
Despeje del CC (665 ms)	11:29:42:092

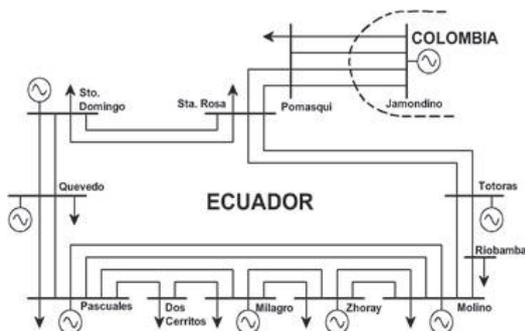
Con base en la información detallada en la Tabla 1, es posible determinar que, aguas abajo de la posición Vergeles de la subestación Pascuales, se produjo un cortocircuito que tuvo una duración total de aproximadamente 665 ms. Este evento es atípico debido a su larga duración y se relaciona con un problema de dependabilidad en el sistema de protección del alimentador fallado, causado por la no operación oportuna de la protección.

La Fig. 5 presenta un oscilograma del voltaje de fase de secuencia positiva, obtenido a partir del sistema WAMS de CENACE, de los registros en la PMU conectada en la posición Milagro 230 kV de la subestación Zhoray. En este gráfico es posible apreciar el efecto en el sistema nacional de transmisión, de la evolución del cortocircuito (período entre las líneas azul y roja) y su atípica larga duración.



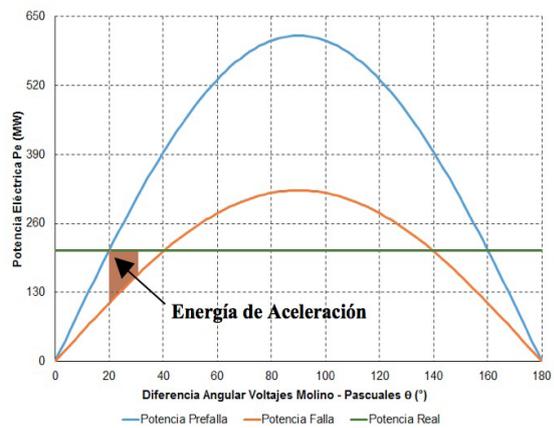
**Figura 5: Registro de la PMU conectada en la posición Milagro de 230 kV de la subestación Zhoray**

En la Fig. 6 se presenta un diagrama unifilar simplificado del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, a fin de interpretar y evidenciar de manera didáctica, la respuesta del sistema durante el evento.



**Figura 6: Diagrama unifilar del SNI**

En la Fig. 7, utilizando los registros disponibles del sistema WAMS, se ha realizado la representación teórica de curvas P-q (donde q es la diferencia angular de los voltajes medidos en las PMU de Molino y Pascuales) antes y durante la falla, correspondientes al flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión Molino – Pascuales de 230 kV. Debido a que existe una relación directamente proporcional entre los ángulos de los voltajes de barra y los ángulos del rotor de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia [5], se ha considerado, para realizar un análisis conceptual, usar la diferencia angular q en lugar del ángulo del rotor  $\delta$  de (1). De esta forma, es posible apreciar el cambio que se produjo en el flujo de potencia por la línea de transmisión Molino – Pascuales de 230 kV ante la ocurrencia del cortocircuito aguas abajo de la posición Vergeles de la subestación Pascuales.



**Figura 7: Curvas teóricas de potencia activa en la L/T Molino – Pascuales de 230 kV**

Para esto, se ha realizado un cálculo aproximado de las reactancias antes y durante la falla en esta línea, utilizando la expresión notada en (1) y los valores obtenidos del sistema WAMS, de potencia activa transmitida por la línea de transmisión y de voltajes en los nodos de envío y recepción.

A través de este ejercicio, fue factible determinar que la reactancia equivalente de la línea de transmisión durante el cortocircuito trifásico, es aproximadamente dos veces mayor a la reactancia prefalla, lo que implica que el flujo de potencia activa desde la subestación Molino hacia la zona afectada se redujo prácticamente a la mitad. Se puede inferir entonces, que todo flujo de potencia activa que fluía hacia y desde la subestación Pascuales, disminuyó considerablemente durante la ocurrencia del cortocircuito.

Este comportamiento se pone de manifiesto al evidenciarse, al mismo tiempo, un incremento en el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión Molino – Totoras de 230 kV, lo que se puede evidenciar en la Fig. 8 (eje vertical primario). El incremento del flujo de potencia por este corredor se debió a que éste es uno de los caminos disponibles para la evacuación de la potencia de generación de la central Paute y ante la imposibilidad de seguir enviando potencia hacia la zona de Pascuales (mientras se mantenía el cortocircuito), éste era el único camino disponible para evacuar transitoriamente el exceso de potencia activa. Esto a su vez está relacionado con que, debido a sus características dinámicas y de inercia, el sistema colombiano se convierte en un sumidero natural durante eventos dinámicos.

En la Fig. 8 (eje vertical secundario) se muestra también, de forma aproximada, la acumulación de energía cinética en las unidades de generación de la central Paute, durante la presencia del cortocircuito, evento que se esperaría se replique en el resto de unidades del SNI ecuatoriano. Para esto, se ha usado el concepto de energía cinética rotacional [4], de acuerdo a las expresiones y .

$$\Delta\omega = \frac{d\delta}{dt} \quad (3)$$

$$\Delta E = \frac{1}{2} J (\Delta\omega)^2 \quad (4)$$

donde  $Dw$  es la variación de velocidad angular,  $DE$  es la energía cinética rotacional de aceleración (+ si  $Dw^3 > 0$  - si  $Dw < 0$ ) y  $J$  es el momento de inercia de las masas rotativas.

Para el caso de análisis, y únicamente con fines didácticos, se han considerado aproximaciones en las que:  $dd \gg Dd \gg q_{env} - q_{rec}$  ( $q_{env}$ : ángulo del voltaje de la barra de envío -Molino-;  $q_{rec}$ : ángulo del voltaje de la barra de recepción -Pascuales-, ambas registradas por PMUs) y  $dt \gg Dt = 16,67$  ms (tiempo de actualización de los datos de la PMU). Adicionalmente, y con el propósito de no depender del valor de  $J$ , se calcula la energía cinética de aceleración normalizada en  $J: DE/J$ .

La Fig. 9 presenta el diagrama de potencia activa de la línea de transmisión Molino – Pascuales de 230 kV vs. la diferencia angular de los voltajes entre las subestaciones Molino y Pascuales. En esta figura se evidencia que, durante ocurrencia del cortocircuito, se produce un incremento en la diferencia angular entre las subestaciones Molino y Pascuales y, como se había mencionado, una reducción en el flujo a través de la línea Molino – Pascuales de 230 kV.

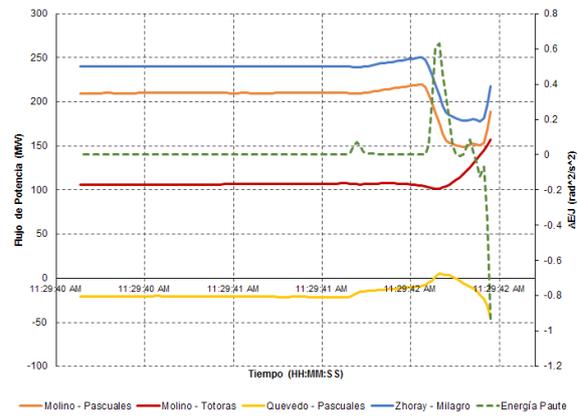


Figura 8: Condiciones Operativas en el SNI ante la ocurrencia de cortocircuitos en la posición Vergeles

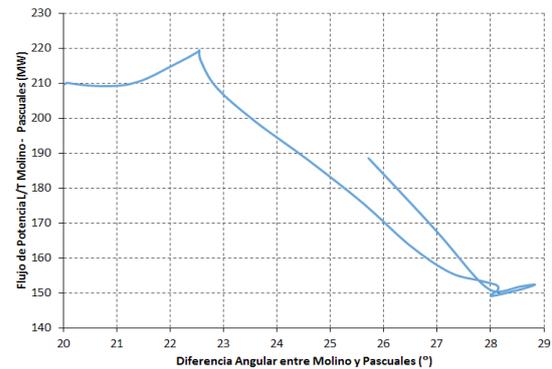


Figura 9: Curva P – delta de la L/T Molino – Pascuales 230 kV

Estas condiciones alcanzan una recuperación luego de que el cortocircuito es despejado (665 ms después de iniciado), cuando la diferencia angular entre Molino y Pascuales alcanza un valor aproximado de 29°. Entonces, la energía almacenada en las unidades de generación del sistema empieza a ser disipada, lo que se evidencia como incrementos en los flujos de potencia y en la frecuencia del sistema nacional interconectado, como se muestra en las figuras 10 y 11.



Figura 10: Flujos de potencia en el corredor de 230 kV del SNI

Como se mencionó, durante la ocurrencia del cortocircuito trifásico, el flujo de potencia activa que dejó de ser transferido hacia la subestación Pascuales se trasladó a través de los vínculos de transmisión occidental (Pascuales – Quevedo – Santo Domingo) y oriental (Molino – Totoras – Santa Rosa)

de anillo troncal de 230 kV y, consecuentemente, hacia el sistema colombiano, a través de la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino de 230 kV, como se muestra en la Fig. 10.

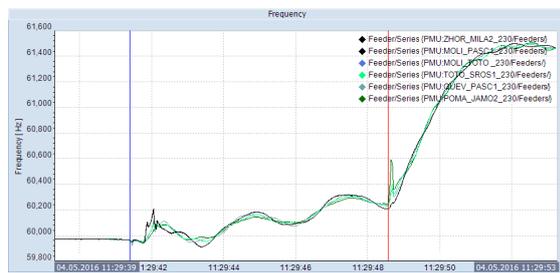


Figura 11: Frecuencia en el SNI

La interconexión entre Ecuador y Colombia cuenta con un Esquema de Separación de Áreas (ESA) que dispone de varias funciones de protección. Entre estas funciones se encuentra una protección de potencia inversa que se activa, para el caso de la subestación Pomasqui del sistema ecuatoriano, cuando al tener un intercambio inicial de importación programada entre 0 y 200 MW (grupo 2 de funcionamiento del ESA en la subestación Pomasqui), se produce una inversión del flujo por la interconexión (el Ecuador pasa a exportar a Colombia) hasta un valor de 198 MW por un tiempo de 1,5 s.

En el evento analizado, luego de despejarse el cortocircuito presentado y al incrementarse el flujo de potencia activa desde la subestación Pomasqui hacia la subestación Jamondino, el límite de la protección de potencia inversa del ESA en la subestación Pomasqui fue alcanzado, produciéndose el disparo de los cuatro circuitos de la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino de 230 kV, de la interconexión entre Ecuador y Colombia.

Es decir, debido a la energía cinética almacenada en las unidades de generación del SNI durante el cortocircuito y a la duración larga de este evento, no fue factible alcanzar un nuevo punto de equilibrio cuasi-estacionario en el sistema ecuatoriano, con lo cual, con el incremento de flujo a través de los vínculos de transmisión disponibles del sistema ecuatoriano y posteriormente a través de la interconexión entre Ecuador y Colombia, se produjo el disparo de la línea Pomasqui – Jamondino.

Esta apertura indeseada de la interconexión ocasionó en consecuencia, un crecimiento considerable en la frecuencia del sistema ecuatoriano, motivada por la pérdida de casi 200 MW que se estaban exportando a Colombia y, por la pérdida de la inercia del sistema interconectado Ecuador – Colombia, debido al disparo de la interconexión.

En consecuencia, el incremento de la frecuencia producto de los eventos suscitados en el sistema ecuatoriano, no se disparó (no inició) por una variación grande de potencia activa, como se presenta de forma clásica en la literatura, sino más bien se debió al fenómeno dinámico antes descrito (cortocircuito de larga duración de alrededor de 665 ms que causó la aceleración de máquinas sincrónicas y el posterior redireccionamiento de flujo de potencia). Parte de la energía de aceleración se direccionó hacia el sistema colombiano mientras se mantuvo el enlace entre los dos sistemas. Por este motivo, el incremento de frecuencia se magnificó con la apertura de la interconexión Ecuador – Colombia.

Como un detalle adicional, es necesario considerar que, debido a la redistribución de flujos en el SNI como consecuencia del cortocircuito, en el momento del despeje de la falla, el flujo a través de la línea de transmisión Totoras – Santa Rosa de 230 kV, como se muestra en la Fig. 12, alcanzó un valor aproximado de 400 MW y que, de acuerdo a análisis realizados anteriormente [6] se ha determinado que cuando el flujo a través de esta línea de transmisión se encuentra en un valor superior a 380 MW, el amortiguamiento del modo inter-área entre Ecuador y Colombia tiende a reducirse considerablemente, por lo que las oscilaciones de potencia también contribuyeron a agravar la situación y a que el flujo de potencia por la interconexión, supere el límite definido por potencia inversa en el ESA de la subestación Pomasqui.

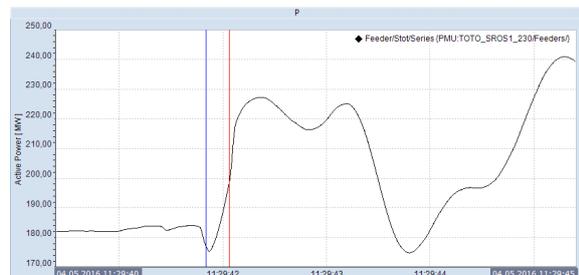


Figura 12: Flujo a través de la L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV durante el cortocircuito en la posición Vergeles.

#### 4.1. Discusión Conceptual sobre el Evento

Los análisis realizados han permitido mostrar una consecuencia inesperada en la operación de sistemas de potencia, sobre: i) la forma de propagación de eventos dinámicos en una red; y, ii) el evento disparador de variaciones grandes de frecuencia.

##### 4.1.1. Propagación de Eventos Dinámicos

De acuerdo a lo expuesto en [5], un área vulnerable es una sección específica del sistema en la que la vulnerabilidad comienza a desarrollarse. La ocurrencia de una contingencia severa en las áreas

vulnerables, bajo una condición de operación de alto estrés para el sistema, define al sistema en el “estado al borde del colapso”.

De este concepto, en un sistema de potencia se espera que la vulnerabilidad sea expuesta de forma apreciable en el área donde empieza a desarrollarse (para el caso presentado en este artículo sería la zona de Pascuales), y que los sistemas de protección se encarguen de evitar que el fenómeno de propague en las demás áreas del sistema. Sin embargo, los análisis han demostrado que cuando existe un problema de dependabilidad en los sistemas de protección (como no haber despejado oportunamente el cortocircuito que se mantuvo por casi 700 ms), la afectación del evento de falla puede propagarse a las demás áreas del sistema, lo que incrementará la posibilidad de eventos en cascada. Esto fue lo que ocurrió en el evento del 4 de mayo de 2016, en el que un evento que conceptualmente no debía provocar ninguna consecuencia crítica para el sistema, más que la pérdida de una pequeña carga, causó un evento dinámico que se propagó por el sistema de tal manera que se dispararon protecciones en zonas muy alejadas.

#### **4.1.2. Evento Disparador de Variaciones Grandes de Frecuencia**

La definición de estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener la frecuencia en equilibrio, dentro de rangos aceptables de operación, después de ocurrida una perturbación que resulte en un desequilibrio importante entre generación y carga [7]. La inestabilidad de la frecuencia de corto plazo se caracteriza por la formación de un área con déficit (o superávit de generación) de tal manera que la frecuencia decae (o sube) rápidamente, causando la desconexión de carga y/o generación dentro de unos pocos segundos [7]. De esta forma, el concepto de variaciones grandes de frecuencia sería desencadenado únicamente con grandes desbalances entre generación y carga.

Más allá de lo expuesto en la definición de estabilidad de frecuencia, en el evento suscitado el 4 de mayo de 2016 en el sistema ecuatoriano, ocurrió un evento de estabilidad de frecuencia de corto plazo que no se disparó con la aparición de un área con superávit de generación. Lo que ocurrió inicialmente es la aparición de un área (sistema ecuatoriano) con máquinas aceleradas que presentaban acumulación de energía cinética, a lo cual siguió una redistribución de flujo de potencia activa que finalmente desencadenó en la apertura de la interconexión con el sistema colombiano (luego de lo cual recién se produjo la pérdida de alrededor de 200 MW de carga), lo que causó una sobrefrecuencia súbita en régimen dinámico.

## **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Con base en el análisis realizado, es factible determinar que el cortocircuito que originó el disparo del disyuntor de la posición Vergeles de 69 kV de la subestación Pascuales, ocasionó, mientras éste se mantuvo, una reducción en el flujo de potencia activa hacia y desde la subestación Pascuales, lo que a su vez produjo un incremento en el flujo de potencia a través del único vínculo de transmisión disponible, la línea de transmisión Molino – Totoras de 230 kV y posteriormente, a través de la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino de 230 kV.

Debido a la energía almacenada en las unidades de generación del SNI durante el cortocircuito, no fue factible alcanzar un nuevo punto de equilibrio cuasi-estacionario en el sistema ecuatoriano, con lo cual, con el incremento de flujo a través de los vínculos de transmisión disponibles del sistema ecuatoriano y posteriormente a través de la interconexión entre Ecuador y Colombia, se produjo el disparo de los cuatro circuitos de la línea Pomasqui – Jamondino, luego de que se alcanzó el límite de potencia inversa en el Esquema de Separación de Áreas implementado en la subestación Pomasqui.

La energía cinética acumulada en las unidades de generación del SNI durante la ocurrencia del cortocircuito, ocasionó un incremento de la frecuencia del sistema que se magnificó luego de la apertura de la interconexión y la pérdida de 200 MW que se dirigían a Colombia. Esto provocó, consecuentemente, el disparo de generadores por sobrefrecuencia.

Los resultados del análisis realizado muestran una consecuencia inesperada en la operación de sistemas de potencia, sobre: i) la forma de propagación de eventos dinámicos en una red; y, ii) el evento disparador de variaciones grandes de frecuencia. Esto constituye una contribución conceptual en el análisis de los sistemas eléctricos de potencia.

El análisis post-operativo de los eventos suscitados en los sistemas de potencia, es de gran importancia para la realimentación de los procesos de planificación y operación de estos sistemas. Mediante este análisis es posible determinar, entre otros aspectos, la correcta actuación o necesidad de modificación, de los sistemas de protecciones locales, de los esquemas de separación de áreas, de los esquemas de protección sistémicos y de ciertos equipos de control de los elementos de generación, transmisión y distribución. Este análisis permite, además, la oportuna realimentación a la realización de los procesos de operación en tiempo real. En el caso particular del evento analizado, los resultados obtenidos han permitido definir un problema de

dependabilidad causado por un tiempo de despeje demasiado alto. En este sentido, se ha evidenciado la necesidad de disminuir el tiempo de despeje de fallas en las protecciones de la posición Vergeles de 69 kV, requerimiento que ha sido ya solicitado a la Empresa de Transmisión.

En general, se recomienda realizar una revisión en las protecciones de los sistemas de distribución y transmisión involucrados, con el fin de evitar la ocurrencia de eventos similares en el futuro, a través de una actuación oportuna y coordinada de los sistemas de protección. Asimismo, un análisis más detallado del comportamiento dinámico de la carga en la zona de Pascuales permitiría comprender de mejor manera cómo el cortocircuito (que se relaciona con caídas de voltaje en la zona) provoca la disminución del flujo de potencia demandado.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Cepeda, J. Rueda, G. Colomé, I. Erlich, "Data-mining-based Approach for Predicting the Power System Post-contingency Dynamic Vulnerability Status", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Volume 25, Issue 10, pg. 2515-2546, October 2015.
- [2] J. Cepeda and G. Colomé "Mediciones PMU para la Evaluación de la Seguridad Dinámica y Vulnerabilidad de los SEP", XIV ERIAC, Ciudad del Este, Paraguay, 2011.
- [3] D. C. Elizondo de la Garza, "Hidden Failures in Protection Systems and its Impact on Power System Wide-area Disturbances," 2000.
- [4] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw – Hill, 1994.
- [5] J. Cepeda, "Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofásorial", Tesis de Grado para obtener el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, Diciembre 2013.
- [6] Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo CENACE, "Análisis de la estabilidad oscilatoria en el SNI considerando escenarios de exportación de energía hacia el sistema colombiano", Marzo 2016.
- [7] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al, "Definition and classification of power system stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Pages: 1387-1401, August 2004.



**Pablo Verdugo Rivadeneira.-** Nació en la ciudad de Quito en 1987. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Experimental Juan Pío Montufar y sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico

en el año 2012. Entre el 2011 y el 2015 desempeñó sus funciones en la Dirección de Planeamiento de CENACE. Actualmente se desempeña en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del Operador Nacional de Electricidad como ingeniero de investigación y desarrollo. Sus áreas de interés son la simulación de sistemas eléctricos de potencia, la evaluación de estabilidad y los sistemas de control de generadores sincrónicos.



**Jaime Cepeda Campaña.-** 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 Schlumberger 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.



**Jorge Román Mora.-** Nació en Zaruma - Ecuador, en 1967. Recibió los títulos de Ingeniero Eléctrico y de Magister en Ingeniería Eléctrica, en la Escuela Politécnica Nacional, en los años 2001 y 2015 respectivamente. Entre los

años 1995 y 2008 trabajó en el Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, como Operador y como Coordinador de Operación en tiempo real. Actualmente se desempeña como Jefe de la Unidad de Análisis Post Operativo de la Subgerencia de Análisis de la Operación, del Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Sus áreas de interés incluyen el Análisis de Eventos y las Energías Alternativas.