

Estudio del Impacto de la Implementación del Sistema de Protección Sistémica en la Operación del Sistema Nacional Interconectado

C. Palacios D. Echeverría R. Barba

Operador Nacional de Electricidad, CENACE.

E-mail: cpalacios@cenace.org.ec; decheverria@cenace.org.ec; rbarba@cenace.org.ec

Resumen

El objeto del presente trabajo es validar la correcta operación del Sistema de Protección Sistémica - SPS implementado en el sistema ecuatoriano y su impacto en la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador.

Se verificará la estadística de las variables clave del funcionamiento del SPS identificando posibles desviaciones, con referencia a los algoritmos predefinidos. Se validará la correcta operación del SPS ante una simple contingencia en el SNI, se analizará la actuación del SPS ante el disparo de la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV y se realizarán simulaciones del Sistema Nacional Interconectado para verificar el comportamiento dinámico del sistema ante la NO actuación del SPS.

En base al análisis realizado se concluirá si el funcionamiento del SPS es correcto y si ha mejorado la seguridad del SNI.

Palabras clave— Matriz de Mitigación, Sistema de Protección Sistémica, contingencia.

Abstract

The purpose of this paper is to validate the Systemic Protection System's (SPS) correct operation implemented in the Ecuadorian system and its impact on Ecuador's Interconnected National System's operation (SNI). In order to help us identify possible deviations from predefined algorithms, statistics of key variables' behavior from SPS will be analyzed.

The SPS' proper operation will be examined when a simple contingency in SNI arises, such as a power outage triggered in transmission line Milagro - Pascuales 230 kV. Regarding the mentioned contingency, an SNI's postmortem analysis will be made in order to evaluate the system's possible dynamic behavior with a NOT activated SPS.

Real-time operation's statistical analysis and post-mortem will allow concluding whether the SPS' operation is correct and it has improved the SNI security, or not.

Index terms— SPS, Real-Time, Contingency, Matrix Mitigation.

Recibido: 21-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Palacios, C.; Echeverría, D.; Barba, R. (2016). "Estudio del Impacto de la Implementación del Sistema de Protección Sistémica en la operación del Sistema Nacional Interconectado". Revista Técnica "*energía*". N° 12, Pp. 112-120.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La investigación y avances tecnológicos en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) en todo el mundo están enfocados en garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico. Un ejemplo de estos, son los sistemas de protección sistémicos de los SEP; los sistemas de protección convencionales implementados en los SEP son utilizados para proteger equipos y elementos de la red, mientras que un sistema de protección sistémico está diseñado para proteger la integridad de todo el sistema eléctrico de potencia. [1].

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) es un sistema relativamente pequeño en comparación con otros países, sin embargo debido a que el mayor centro de generación se encuentra concentrado en la parte sur del país (centrales Paute – Molino y Paute - Mazar) e implica una gran transferencia de energía hacia los mayores centros de carga del país, provincias de Pichincha y Guayas (subestaciones Santa Rosa y Pascuales respectivamente), esto ocasiona que el sistema de transmisión opere bajo estrés en ciertos periodos del día. En base a la experiencia en la operación del SNI, bajo esta condición de estrés del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), la ocurrencia de una doble contingencia a nivel de 230 kV ha provocado colapsos parciales con desconexiones de carga superiores al 80 % del total de demanda abastecida, como lo demuestra el último evento ocurrido en enero del 2009 [2].

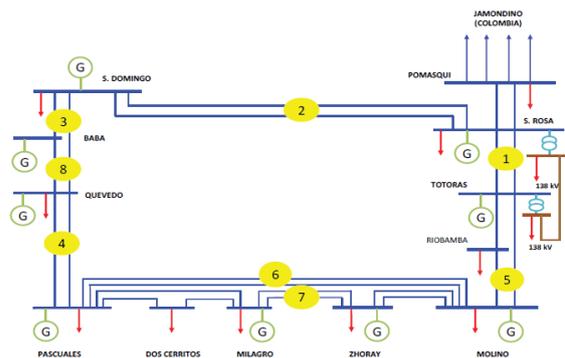


Figura 1: Estrategias del SPS implementadas en el SNI

El Sistema de Protección Sistémica (SPS) fue implementado con el fin de dar mayor confiabilidad a la operación del SNI y evitar colapsos parciales o totales; se han implementado ocho “Estrategias” ante la ocurrencia de dobles contingencias en el anillo troncal de 230 kV (figura 1), y para cada una de estas contingencias dobles se ejecutan acciones de mitigación previamente definidas, calculadas e implementadas [3].

El SPS se encuentra operativo en el SNI desde el 31 de marzo de 2015, a partir de esta fecha el SPS evalúa permanentemente la condición de operación del SNI y cada segundo actualiza el cálculo y selección de acciones de mitigación a ejecutar.

2. VERIFICACIÓN DE LOS PROCESOS FUNDAMENTALES DEL SPS

Existen dos procesos fundamentales para la correcta operación del SPS ante una doble contingencia en el anillo 230 kV del SNI previamente definidas. Los procesos son los siguientes [4]:

- Armado (activación): Estrategia lista para actuar.
- Cálculo de la Matriz de Mitigación: Determinación de la carga y generación a ser desconectados.

2.1. Armado (activación)

Con base a estudios eléctricos se definieron los parámetros de evaluación para el armado automático de cada una de las ocho estrategias implementadas en el SNI, para que una vez superados dichos valores, el SPS ejecute maniobras de desconexión de generación y carga ante la ocurrencia de una doble contingencia en el anillo troncal de 230 kV consideradas por el SPS.

En la Tabla 1 se describen las condiciones que se deben cumplir en el SNI para el armado de las Estrategias del SPS [4].

Tabla 1: Condiciones para el armado de las Estrategias del SPS

ESTRATEGIA #	CONTINGENCIAS DEFINIDAS	CONDICIÓN PARA ACTIVARSE
1	Disparo del doble circuito Santa Rosa – Totoras 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de las líneas de transmisión (2 circuitos Totoras Santa Rosa 230 kV) y (Ambato Totoras 138 kV * 0.98) \geq 240 MW
2	Disparo del doble circuito Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los 2 circuitos Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV \geq 150 MW
3	Disparo de los circuitos Quevedo– Santo Domingo 230 kV y Quevedo -Baba 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los circuitos Quevedo– Santo Domingo 230 kV y Quevedo -Baba 230 kV \geq 150 MW

4	Disparo del doble circuito Pascuales - Quevedo 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los 2 circuitos Pascuales - Quevedo 230 kV \geq 150 MW
5	Disparo de los circuitos Molino - Totoras 230 kV y Molino - Riobamba 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los circuitos Molino - Totoras 230 kV y Molino - Riobamba 230 kV \geq 220 MW
6	Disparo del doble circuito Zhoray - Milagro 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los 2 circuitos Zhoray - Milagro 230 kV \geq 300 MW
7	Disparo del doble circuito Molino - Pascuales 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los 2 circuitos Molino - Pascuales 230 kV \geq 350 MW
8	Disparo de los circuitos Quevedo - Santo Domingo 230 kV y Baba - Santo Domingo 230 kV	La sumatoria de los flujos de potencia de los circuitos Quevedo - Santo Domingo 230 kV y Baba - Santo Domingo 230 kV \geq 150 MW

En las Figs. 2 y 3 se presentan los resultados del armado o activación de las Estrategias consideradas en el SPS, a partir de encontrarse operativo el SPS hasta el momento; se considerarán periodos de alta y baja hidrología, para los tres escenarios de demanda; mínima, media y máxima. Se ha tomado como muestra un mes para cada condición hidrológica [5].

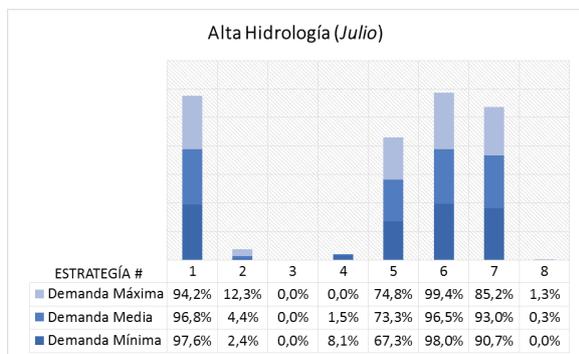


Figura 2: Activación de Estrategias del SPS en periodo de Alta Hidrología

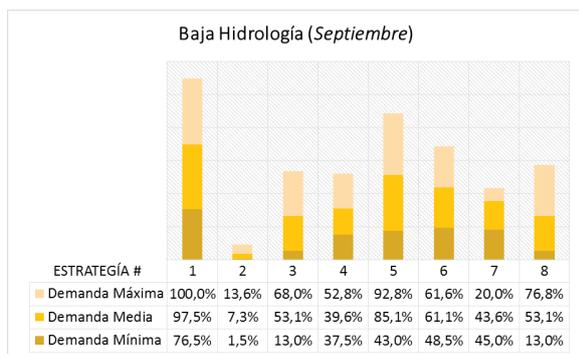


Figura 3: Activación de Estrategias del SPS en periodo de Baja Hidrología

Del seguimiento realizado de armado de cada una de las Estrategias del SPS, se observa que en periodo de alta hidrología las Estrategias 3, 4 y 8 no son muy recurrentes en su activación a comparación de una condición de alta hidrología debido a las condiciones del sistema. La Estrategia 2, doble contingencia de la L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV, tiene un porcentaje de activación menor al 20% para todos los periodos, tanto para condiciones de alta o baja hidrología.

2.2. Cálculo de la Matriz de Mitigación

La “Matriz de Mitigación” calcula y selecciona el valor de generación y carga a desconectar, para el caso de la generación el cálculo se lo realiza de entre las unidades de la central Paute para todas las Estrategias, a excepción de la Estrategia # 1 ya que adicionalmente considera la generación de la central San Francisco [6] y [7].

El cálculo de la Matriz de Mitigación (generación/carga a desconectar) se lo realiza en base al siguiente esquema, siempre y cuando una Estrategia se encuentre armada, caso contrario no se calcula ningún valor [6] y [7]:

- 1) Adquisición y validación del estado de las mediciones en los elementos del SNI.
- 2) Cálculo de generación que se requiere desconectar en el sistema.
- 3) Selección de las unidades de generación a desconectar.
- 4) Cálculo de la carga que se requiere desconectar, utilizando el valor real de la generación seleccionada.
- 5) Selección de la carga a desconectar.

En las Figs. 4 y 5 se presenta la evaluación realizada para el periodo de demanda máxima en escenarios de alta y baja hidrología [5], se debe considerar que cuando una estrategia no está armada el valor de generación /carga a desconectar es cero.

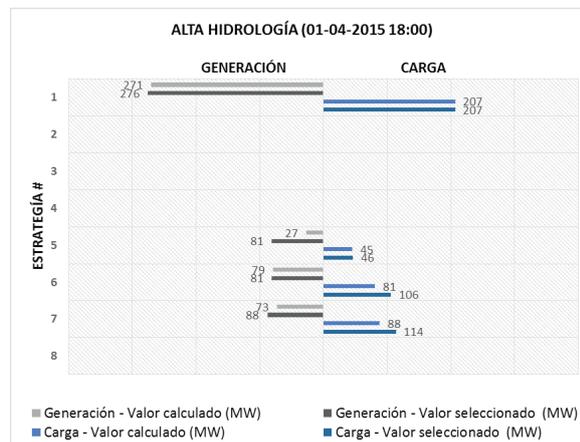


Figura 4: Matriz de Mitigación en periodo de Alta Hidrología

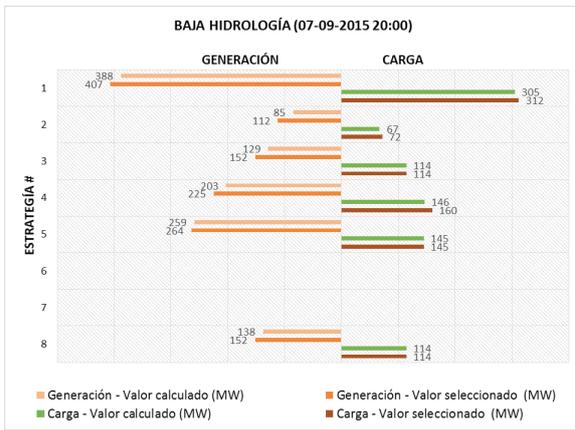


Figura 5: Matriz de Mitigación en periodo de Baja Hidrología

Los montos de generación y carga a desconectar calculados en la Matriz de Mitigación se rigen a las ecuaciones descritas en la tabla 2 [3].

Tabla 2: Condiciones para el armado de las Estrategias del SPS

ESTRATEGÍA #	POLINOMIOS PARA EL CALCULO DE LA MATRIZ DE MITIGACIÓN
1	$DP0 = P1 + k1_1 \times P2$ si $DP0 < Pset1_1$, $DP = 0$; si $DP0 \geq Pset1_1$, $DP = k1_2 \times (P1 + k1_1 \times P2 - Pset1_2) + Pset1_3$ $DPLoad = k1_3 \times DP_actual$ P1: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras 230 kV P2: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Ambato - Totoras 138 kV
2	Si $P < Pset2_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset2_1$, $DP = k2_1 \times (P - Pset2_2) + Pset2_3$ $DPLoad = k2_2 \times DP_actual$ P: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV
3	Si $P < Pset3_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset3_1$, $DP = k3_1 \times (P - Pset3_2) + Pset3_3$ $DPLoad = k3_2 \times DP_actual$ P: Preflujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Santo Domingo - Quevedo 230 kV más el flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Quevedo - Baba 230 kV
4	Si $P < Pset4_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset4_1$, $DP = k4_1 \times (P - Pset4_2) + Pset4_3$ $DPLoad = k4_2 \times DP_actual$ P: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Pascuales - Quevedo 230 kV
5	Si $P < Pset5_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset5_1$, $DP = k5_1 \times (P - Pset5_2) + Pset5_3$ $DPLoad = k5_2 \times DP_actual$ P: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Molino - Totoras 230 kV más el flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Molino - Riobamba 230 kV
6	Si $P < Pset6_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset6_1$, $DP = k6_1 \times (P - Pset6_2) + Pset6_3$ $DPLoad = k6_2 \times DP_actual$ P: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Zhoray - Milagro 230 kV
7	Si $P < Pset7_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset7_1$, $DP = k7_1 \times (P - Pset7_2) + Pset7_3$ $DPLoad = k7_2 \times DP_actual$ P: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Molino - Pascuales
8	Si $P < Pset8_1$, $DP = 0$; si $P \geq Pset8_1$, $DP = k8_1 \times (P - Pset8_2) + Pset8_3$ $DPLoad = k8_2 \times DP_actual$ P: Flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Santo Domingo - Quevedo 230 kV más el flujo de potencia prefalla de la línea de transmisión Baba - Santo Domingo 230 kV

Donde:

DP: es el monto de generación requerido desconectar por la estrategia.

DPLoad: es el monto de carga requerido desconectar por la estrategia.

Psetx_y, kx_y: constantes previamente definidas en base a estudios eléctricos.

Del seguimiento diario realizado desde la puesta en operación del SPS, se ha evidenciado que en ciertos periodos para las Estrategias 6 y 7, la diferencia entre el valor calculado y el valor seleccionado de CARGA a desconectar supera el + 10%, esto se debe a que la carga de la subestación Policentro es mucho mayor al resto de cargas consideradas por estas Estrategias, sin embargo es necesario para mantener la estabilidad del sistema [4].

De la misma manera existe una diferencia significativa entre el valor calculado y el valor seleccionado de GENERACIÓN a desconectar, sin embargo, el cálculo de la carga que requiere el sistema desconectar se calcula en función del valor seleccionado de generación, y por lo tanto la relación entre generación/carga se mantiene; con lo que llevaría la operación del SNI a un nuevo punto de equilibrio en caso de actuación del SPS [4].

3. VERIFICACIÓN DE LA CORRECTA OPERACIÓN DEL SPS

Todas las subestaciones incluidas en el SPS envían información de mediciones y estados de disyuntores a un “sistema central”, en el cual se determina si es necesario aplicar acciones de mitigación. La lógica que determina el sistema central del SPS para ejecutar acciones de mitigación se indica en la tabla 3 haciendo referencia a la figura 6 [3].

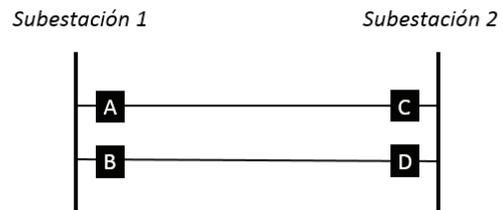


Figura 6: Línea de transmisión

Tabla 3: Condiciones para ejecutar acciones de mitigación

Subestación 1		Subestación 2		Ejecutar acciones de mitigación
Disyuntor A	Disyuntor B	Disyuntor C	Disyuntor D	
1	0	0	0	NO
0	1	0	0	NO
0	0	1	0	NO
0	0	0	1	NO
1	1	0	0	SI
0	0	1	1	SI
1	0	1	0	NO
0	1	0	1	NO
0	1	1	0	SI
1	0	0	1	SI
1	1	1	1	SI

3.3. Operación ante una simple contingencia en el SNI

Se ha tomado como ejemplo de análisis el disparo de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo 230 kV de CELEC EP TRANSELECTRIC, la cual está considerada en las Estrategias 3 y 8 del sistema SPS, las mismas se encontraban armadas al momento del disparo.

El evento ocurrió el día 23 de septiembre del presente año a las 14:52:19 [5], en las figuras 7 y 8 se puede observar que, el SPS detectó la falla en el sistema (ver gráficas 7 y 8 siglas FD) y debido a que registró la apertura de solamente uno de los circuitos incluidos en las estrategias mencionadas, el SPS no ejecutó acciones de mitigación.

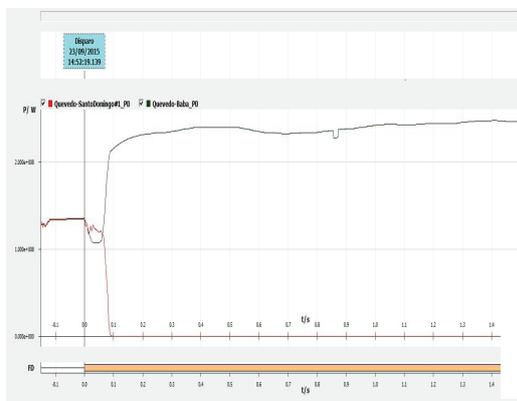


Figura 7: Simple contingencia de la Estrategia 3

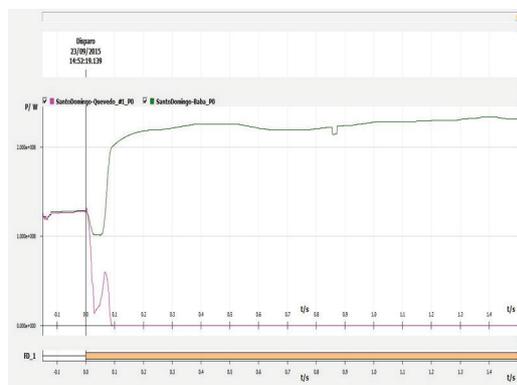


Figura 8: Simple contingencia de la Estrategia 8

3.4. Operación ante una doble contingencia en el SNI

El día 06 de mayo de 2015 a la 01:29:54, disparó la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV de CELEC EP TRANSELECTRIC con un flujo de potencia pre-falla de 414 MW, este evento corresponde a la Estrategia 7 del SPS y la misma que se encontraba armada [5].

Ante este disparo el SPS operó y ejecutó acciones de mitigación. El cálculo de la Matriz de Mitigación se presenta en la tabla 4.

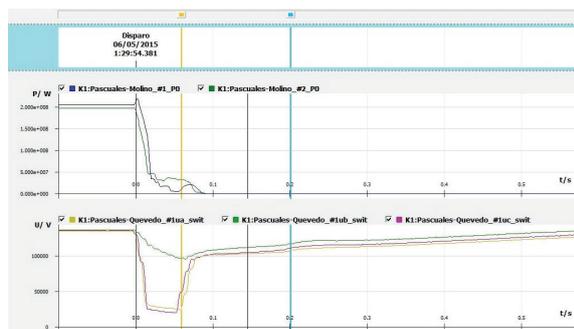
Tabla 4: Matriz de Mitigación del evento del 06-05-2015

GENERACIÓN		CARGA	
Valor calculado (MW)	Valor seleccionado (MW)	Valor calculado (MW)	Valor seleccionado (MW)
83	114	114	123

Los elementos del SNI seleccionados por el SPS para desconectar automáticamente fueron los siguientes [8]:

- Unidad U7 de la central Paute de CELEC EP HIDROPAUTE.
- Posiciones Cervecería y Vergeles, carga de CNEL EP – Guayaquil.
- Línea de transmisión Pascuales – Policentro 138 kV (toda la carga de la subestación Policentro), carga de CNEL EP – Guayaquil.
- Posición T. Daule, carga de CNEL EP – Guayas Los Ríos.

Cabe indicar que, adicionalmente se produjo el disparo de 41,9 MW de carga correspondiente a HOLCIM y Papelera Nacional y el disparo de 51,4 MW de generación de la central Trinitaria [8], los cuales no estaba considerados en el cálculo de la generación y carga que necesitaba disparar con el SPS, el disparo de estos elementos se debió a los transitorios registrados en el sistema de potencia.



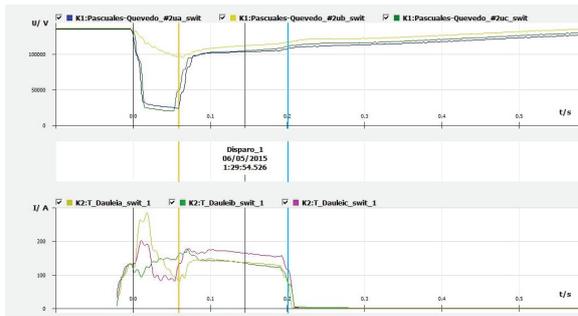


Figura 9: Actucción del SPS por el disparo de la línea de transmisión Molino-Pascuales 230 kV

En la Fig. 9

- Cursor 1 (color Amarillo): indica el instante de la apertura de línea de transmisión Molino-Pascuales 230 kV.
- Cursor 2 (color Celeste): indica el instante de la desconexión automática de la carga como acción de mitigación.

En la Fig. 9 [4] se puede observar que el SPS detectó la falla en el sistema y una vez validada la apertura de los circuitos de la línea de transmisión, el SPS ejecutó acciones de mitigación, como consecuencia el voltaje en la barra de la subestación Pascuales 230 kV se recupera totalmente.

Tabla 5: Tiempos de actuación del SPS

Acción	Tiempo de ejecución (ms)	Tiempo acumulado (ms)
El SPS detecta de la falla en el SNI		0
Apertura de la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV	59,8	59,8
Desconexión de generación / carga por actuación del SPS	141,7	201,5

El tiempo de actuación del SPS, a partir de detectar la apertura de la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV hasta ejecutar acciones de mitigación es 141,7 milisegundos, este tiempo depende de la apertura de los disyuntores en las subestaciones de mitigación.

Los resultados de los estudios eléctricos determinaron que, la respuesta del SPS (ejecución de acciones de mitigación) debe ser en un tiempo menor a 200 milisegundos [3], desde presentarse una doble contingencia en el SNI.

3.2.1 Análisis del evento sin la actuación del SPS

Para el análisis de las consecuencias en el SNI, si no hubiese actuado el SPS, se simuló en PowerFactory de DIgSILENT un evento de cortocircuito (emulando la descarga atmosférica) y la posterior apertura de la línea de transmisión [9].

De la simulación se constató que, bajo las condiciones de carga durante el evento (un flujo de alrededor de 420 MW por la L/T Molino - Pascuales 230 kV), luego de la apertura del doble circuito de la línea, se provoca un súbito déficit de reactivos en la zona de Guayaquil, causado por la pérdida de reactivos provenientes de Paute, por la pérdida de la compensación reactiva de los circuitos desconectados y por el incremento de las pérdidas en las líneas de transmisión Molino-Zhoray-Milagro-DosCerritos-Pascuales a nivel de 230 kV, las cuales intentan tomar la potencia que estaba siendo transmitida por la línea de transmisión Molino – Pascuales.

La Fig. 10 presenta la modificación de los flujos de potencia por las líneas de transmisión Molino-Zhoray-Milagro-DosCerritos luego de ocurrida la perturbación. Es posible observar cómo se incrementa el flujo, causando un incremento en las pérdidas de potencia y en la caída de voltaje.

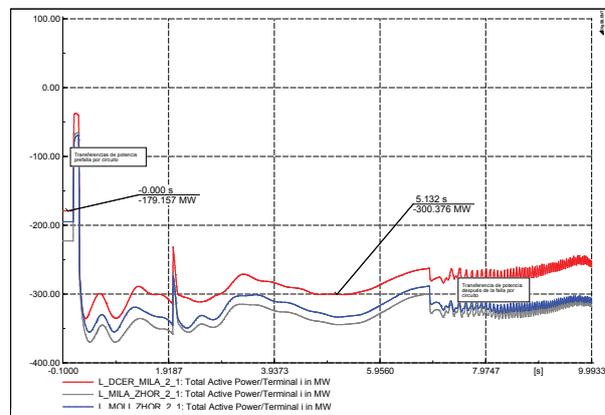


Figura 10: Flujos de potencia por las líneas de transmisión Molino-Zhoray-Milagro-Dos Cerritos

El súbito déficit de potencia reactiva en la zona de Guayaquil hubiese provocado en las centrales Trinitaria y Gonzalo Cevallos el incremento la entrega de reactivos para compensar, hasta niveles que superarían su capacidad, por lo que actuarían sus protecciones de sobre-excitación. Esto causaría su desconexión alrededor de 2 s luego de la apertura de la L/T.

La Fig. 11 presenta los resultados de la simulación del incremento súbito de la entrega de potencia reactiva de las dos centrales y su consiguiente desconexión.

La posible desconexión de las dos centrales de generación incrementaría aún más el déficit de potencia reactiva, lo que hubiese causado una caída descontrolada de los voltajes de la zona, llegando incluso a valores muy por debajo del límite de operación en emergencia.

La Fig. 12 muestra el comportamiento de los voltajes en algunas barras pertenecientes a la zona de Guayaquil (Pascuales), observándose una caída permanente de los voltajes llegando incluso a un valor de 138 kV (0.6 pu), luego de lo cual se produce un colapso de voltaje.

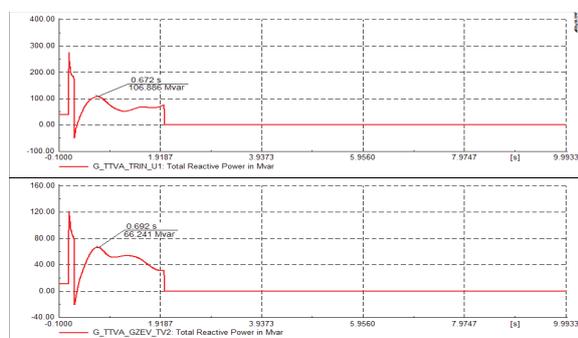


Figura 11: Flujos de potencia reactiva entregada por las Centrales Trinitaria y Gonzalo Zevallos

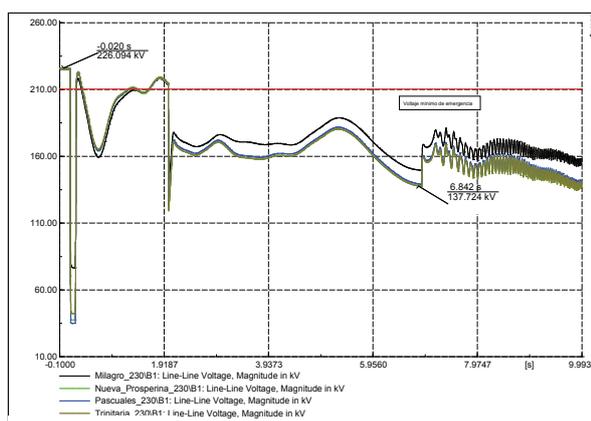


Figura 12: Voltajes en barras ubicadas en la Zona de Guayaquil

Luego de ocurrida la secuencia de eventos las barras de las zonas de Pascuales, Milagro y Quevedo hubiesen quedado con voltajes muy por debajo del límite de operación en emergencia, que de acuerdo con los resultados presentados, pudo haber causado un colapso de voltaje en esta zona.

3.2.2 Análisis de Resultados

De los resultados de las simulaciones, es posible estimar que, en caso que no hubiese actuado adecuadamente la Estrategia 7 del SPS, se habría presentado una alta posibilidad de un colapso parcial del SNI en las zonas alimentadas por las Subestaciones Milagro, Dos Cerritos y Pascuales.

De los datos disponibles de la operación en tiempo real, obtenidos de Análisis Posoperativo, en el momento del evento, en las subestaciones afectadas por el déficit de reactivos se encontraba conectada la carga que se muestra en la tabla 6 [10].

Tabla 6: Carga conectada en la zona afectada por el posible déficit de reactivos

EMPRESA S/E	CARGA (MW)
CNEL EP – Guayaquil	544,8
Salitral	183,5
Caraguay	76,3
Pascuales	41,6
Nueva Prosperina	113,4
Policentro	69,6
Trinitaria	60,1
CNEL EP – Guayas Los Ríos	212,2
Pascuales	47,1
Quevedo	41,4
Milagro	18,8
Dos Cerritos	104,9
CNEL EP – Milagro	68,3
TOTAL	825,3

De esta manera, no hubiese actuado adecuadamente el SPS, existía la posibilidad que el colapso local de voltaje en la zona hubiese provocado la pérdida de la carga total presentada en la Tabla 6, esto es 825 MW.

Considerando un proceso de restablecimiento de la zona fallada de alrededor de 1 hora, se hubiese generado una Energía No Suministrada (ENS) de 825 MWh.

Realizando una comparación entre la carga efectivamente desconectada luego de la actuación del SPS y la posible carga que se hubiese desconectado en caso que el SPS no hubiese actuado, se puede estimar el valor de la ENS que se ahorró al sistema por la actuación oportuna del SPS.

La Tabla 7 presenta el análisis del ahorro económico que la actuación del SPS causó al Sistema Eléctrico Ecuatoriano, debido a la

disminución en el costo total de la ENS. Para el cálculo se utilizó como referencia el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) a nivel Nacional aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) el 14 de abril de 2011, el cual tiene un valor de 153,30 ctv. USD/kWh [11] o de 1533,00 USD/MWh.

Tabla 7: Cálculo del CENS CON y SIN la actuación del SPS

	<i>ENS (MWh)</i>	<i>Costo total por ENS (Millones de USD)</i>
<i>SIN actuación de SPS</i>	825	1,2
<i>CON actuación de SPS</i>	89,2	0,14
<i>Ahorro Económico Por la actuación del SPS</i>		1,1 Millones de USD

Del análisis realizado, es posible determinar que la actuación correcta del SPS ha causado un ahorro económico al sistema que podría alcanzar el monto de 1 Millón de USD. Sin considerar la pérdida de energía producida por las centrales potencialmente afectadas, cuyos tiempos de ingreso luego de un disparo abrupto son considerablemente largos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del seguimiento realizado a los procesos fundamentales del Sistema de Protección Sistemática (SPS), armado y cálculo de la matriz de mitigación, desde la puesta en operación hasta la presente fecha, se ha corroborado que la ejecución de los mismos son correctos.

El tiempo de actuación del SPS, a partir de detectar la apertura de la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV hasta ejecutar las acciones de mitigación fue de 123,4 milisegundos (menor a 200 milisegundos), por lo tanto el tiempo de actuación del SPS fue oportuno.

De los análisis realizados del disparo de la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV, se ha determinado que la actuación oportuna y adecuada del nuevo Sistema Inteligente de Protección Sistemática (SPS) puesto recientemente en funcionamiento, evitó la ocurrencia de un posible colapso de voltaje local en las Zonas de Pascuales y Milagro. Con lo cual se puede afirmar que la ejecución de las acciones remediales, concomitante con la correcta ejecución de los procesos de armado y cálculo de la matriz de mitigación, es correcto.

Se ha determinado que esta adecuada actuación del sistema de protección ante el disparo de la línea de transmisión Molino – Pascuales 230 kV, ha causado un ahorro económico al sistema eléctrico ecuatoriano que superior al Millón de Dólares. Sin considerar las pérdidas provocadas a las generadoras afectadas por la falla.

Se concluye que la operación del SPS es correcta y su inclusión ha mejorado la seguridad del SNI.

Se recomienda que para realizar un análisis secuencial de eventos deberían estar sincronizados todos los relés de protecciones de CELEC EP TRASNELECTRIC y los relés del SPS de CENACE en todas las subestaciones del SNI.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Madani, V., Novosel D., Adamiak M., “Global SIPS Experience”, pacworld, edición marzo 2014.
- [2] DOP - CENACE, “Reporte de falla # 257-15”, mayo 2015.
- [3] QUANTA TECHNOLOGY, CENACE, “Special Protection System, Specification Document”, Quito, Ecuador, Octubre, 2012.
- [4] ACDO – CENACE, “Análisis Diario de Operación del SPS”, marzo - septiembre 2015.
- [5] Datos históricos del SPS - CENACE para el periodo marzo - septiembre 2015.
- [6] NR ELECTRIC Co. Ltda., User’s Manuals of PCS – 992, Nanjing, China.
- [7] NR ELECTRIC Co. Ltda., User’s Manuals of PCS – 9882, Nanjing, China.
- [8] DOP - CENACE, “Reporte de falla # 34-09”, enero 2009.
- [9] DIgSILENT Power Factory, User’s Manual Version 14.1. Edición 1, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany.
- [10] Datos históricos del EMS - CENACE para la 01:29:00 del 6 de mayo de 2015.

- [11] DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. RESOLUCIÓN No. 025/11. Aprobación del Estudio “Estimación Referencial del CENS en Ecuador”, Sesión de Directorio del 14 de abril de 2011.



Cindy Palacios.- Nació en 1989 en la ciudad de Shell, Ecuador. Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa San Vicente Ferrer y sus estudios superiores en la Escuela Superior Politécnica del Litoral, donde obtuvo el título de Ingeniera en Electricidad especialización

Potencia en abril del 2013. Actualmente trabaja en la Dirección de Operaciones del Operador Nacional de Electricidad, CENACE de Ecuador.



Diego Echeverría Jurado.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Se encuentra realizando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), de la Universidad

Nacional de San Juan. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador en el Área de Investigación y Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Roberto Barba Barba.- Nació en Quito, Ecuador, en 1968. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996 y recibió el grado de Magister en Investigación operativa de la Escuela Politécnica Nacional en el

2004 y el grado de Magister en Administración de Empresas en la Universidad Católica del Ecuador en el año 2011. Se desempeña como Coordinador del Operador Nacional de Electricidad CENACE y Administrador del Centro de Entrenamiento para Operadores. Su campo de acción es la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y gestión de proyectos.