

Incorporación de Dispositivos FACTS en el Sistema Nacional Interconectado

N. F. Chamorro

P. X. Verdugo

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

Resumen— Ante el desarrollo de los diferentes proyectos de generación hidrotérmicos y los actuales problemas de capacidad de la red de transmisión, resulta necesario evaluar los reforzamientos del sistema de transmisión del país, de acuerdo al crecimiento de la demanda y el ingreso de los nuevos proyectos de generación. CENACE con el fin de cumplir con su rol de suministrar energía al país bajo las mejores condiciones de economía y calidad, analizó, de manera conjunta con la empresa norteamericana Quanta Technology, la factibilidad de incluir en el sistema de transmisión, dispositivos de respuesta rápida que garanticen la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

En este trabajo, a través de un análisis de contingencias en estado estable, se realiza la caracterización del Sistema Nacional Interconectado para el año 2017, con lo que se logra identificar las contingencias más críticas para el sistema. Posteriormente, mediante un análisis dinámico resulta posible categorizar las contingencias asociadas con problemas de estabilidad de voltaje. Estas contingencias son evaluadas de forma individual para determinar el requerimiento de compensación reactiva dinámica en diferentes zonas del SNI.

Palabras clave— FACTS, Estabilidad de Voltaje, SVC, DIGSILENT Power Factory, Sistema Nacional Interconectado.

Abstract— Due to the development of different hydrothermal generation projects and the current problems related to the transmission network's capacity, it comes necessary to assess the national transmission system's reinforcements, according to the demand growth and the start-up of new generation projects. In order to fulfill its role in supplying Ecuador's electrical power with the highest level of quality and cost-effectiveness, CENACE, along with the North American company Quanta Technology, studied the feasibility of including fast-response devices, in the transmission system, which guarantee quality and continuity in the electrical power supply.

In this study, through a stable-state contingencies analysis, a characterization of the National Interconnected System for the year of 2017 is made. This allows identifying the system's most critical contingencies. Later on, through a dynamic analysis, it is possible to categorize the contingencies associated with voltage stability problems. Such contingencies are evaluated individually in order to determine the dynamic reactive compensation requirement in different areas of the SNI.

Index Terms— FACTS, Voltage Stability, SVC, DIGSILENT Power Factory, National System

1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se puede definir como la propiedad que le permite mantenerse en un estado de equilibrio operacional bajo condiciones normales de operación y de regresar a un estado aceptable de equilibrio tras sufrir una perturbación [1]. Históricamente, la estabilidad transitoria se ha considerado como el problema de estabilidad más importante en la mayoría de los sistemas; sin embargo con la evolución de los sistemas de potencia a través de crecientes interconexiones, uso de nuevas tecnologías y la operación en condiciones de alto estrés, han aparecido diferentes formas de inestabilidad [2].

El presente trabajo tiene como objetivo fundamental realizar una caracterización del SNI, identificando las contingencias que puedan ocasionar un colapso total o parcial en el sistema, considerando los proyectos de expansión de transmisión y generación previstos hasta el año 2017. Esto se logra a través de un análisis de contingencias en estado estable.

Posteriormente, a través de simulaciones dinámicas, se determina cuáles de estas contingencias se encuentran asociadas con problemas de inestabilidad de voltaje. Estas contingencias son evaluadas de forma individual para evaluar la necesidad de incorporar dispositivos de compensación reactiva de rápida actuación, que garanticen la operación segura del Sistema Nacional Interconectado. El dimensionamiento de los FACTS (Flexible AC Transmission System) propuestos se

determina a través de una serie de simulaciones y sensibilidades que permiten observar el comportamiento de estos dispositivos en respuesta a diversas contingencias en el SNI.

El estudio se realiza en base a las siguientes consideraciones:

- Existencia de un SVC en la S/E Chorillos, que se considera fuera de servicio en las simulaciones, para determinar los requerimientos reales de compensación reactiva en el SNI.
- Los LTCs de los transformadores no funcionan de forma automática.
- Se asume una característica de control PV en los generadores del SNI que cuentan con esta capacidad de regulación en tiempo real.
- La barra slack corresponde al sistema colombiano y se considera una conexión permanente entre los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia. Adicionalmente se considera en servicio el Esquema de Separación de Áreas ESA.
- Las simulaciones se realizan bajo la premisa de la operación del Sistema de Protección Sistemática (SPS), la cual se estima estará en operación en el año 2014, este esquema se encuentra diseñado para evitar problemas de inestabilidad angular en el SNI.

2. ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje corresponde a la habilidad de un sistema de potencia para mantener voltajes estables en todas las barras del sistema luego de ser sometido a una perturbación a partir de una condición inicial dada [2]. Una condición de operación normal corresponde al abastecimiento continuo de la demanda de las cargas del sistema a través de la potencia de las unidades de generación. De aquí, se establece que, usualmente, las cargas son las causantes de la inestabilidad de voltaje [3]. En este sentido, dentro del desarrollo de este estudio, se ha considerado necesario realizar la modelación de distintas cargas especiales en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

La inestabilidad de voltaje puede ocasionar la pérdida de carga en un área del sistema y el disparo de líneas de transmisión por la actuación de sus sistemas de protección inherentes, ocasionando con esto eventos en cascada y la pérdida de sincronismo de varios generadores. Cuando esta secuencia de eventos en cascada conduce a un apagón en una o varias partes del sistema, se habla de un colapso de voltaje.

El enfoque de este trabajo se centra en la estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones, como pérdida

de elementos de transmisión. Este análisis requiere examinar la respuesta no lineal del sistema durante un período de tiempo lo suficientemente grande, como para considerar el desempeño y la interacción de motores, transformadores y los limitadores de corriente de los generadores. Este período puede extenderse desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos [2]. Considerando la complejidad del modelo del sistema de potencia interconectado Ecuador - Colombia, y la necesidad de abarcar todos los casos que requieren ser analizados, en este estudio se emplean tiempos de simulación de 10 segundos.

Uno de los temas de interés en el análisis de estabilidad de voltaje corresponde al fenómeno de recuperación lenta de voltaje por falla inducida, FIDVR por sus siglas en inglés, en el cual se produce una pérdida temporal del control de voltaje en un área. Este evento ratifica la necesidad de contar con una modelación especial de ciertas cargas en el sistema.

Es necesario indicar que la caída progresiva de voltaje en las barras de un sistema puede, también, estar coligada con la inestabilidad de ángulo de rotor de las máquinas sincrónicas [1]. Y a su vez, algunos de los problemas asociados con inestabilidad angular, pueden ser fácilmente relacionados con problemas de bajo voltaje en diferentes zonas del sistema.

3. DISPOSITIVOS FACTS

Los dispositivos de electrónica de potencia han tenido un impacto revolucionario en los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo. La disponibilidad y aplicación de los tiristores ha permitido el nacimiento de dispositivos de rápida actuación denominados FACTS, utilizados en operaciones de control [4].

Una de las mayores causas de inestabilidad de voltaje es el límite de potencia reactiva de un sistema de potencia. Mejorando la capacidad de manejo de potencia reactiva de un sistema a través de dispositivos FACTS se puede prevenir la inestabilidad de voltaje y por ende un eventual colapso de voltaje [5].

4. MODELAMIENTO DE CARGA

Un estudio de estabilidad de voltaje enfocado a la aplicación de un controlador FACTS, típicamente, requiere un modelado detallado de la carga. En este tipo de estudios la carga es representada a través de diferentes tipos como motores grandes y pequeños, la corriente de excitación de transformadores y modelos de carga estática.

El modelo utilizado por CENACE consiste esencialmente en una carga de potencia constante. Con el fin de representar de la mejor manera, tomando en consideración las condiciones más críticas, se realizaron sensibilidades incluyendo modelos de potencia, impedancia y corriente constante. Los resultados muestran solamente una mayor depresión en el perfil de voltaje, mas no se evidencia un colapso de voltaje, o la presencia de un evento FIDVR, ocasionado por la absorción de corriente de grandes motores durante contingencias.

5. SIMULACIONES

Mediante el procedimiento indicado para determinar los requerimientos de compensación reactiva dinámica en el Sistema Nacional Interconectado, se realizaron simulaciones en estado estable y dinámico en el programa computacional DIGSILENT Power Factory.

5.1. Simulaciones en Estado Estable

Las simulaciones se realizan considerando escenarios de alta y baja hidrología para los períodos de demandas: mínima, media y máxima, con el fin de caracterizar al sistema eléctrico ecuatoriano. Dentro de las simulaciones se incluyen contingencias simples y dobles en todo el SNI. En las tablas siguientes se indican las contingencias simples y dobles para las cuales se presentan condiciones de no convergencia en el sistema. Cabe indicar que las tablas presentan también, dentro de la descripción, el aporte de la evaluación dinámica, ya que al no obtener una condición de convergencia en el flujo de potencia en estado estable, no es posible realizar ninguna evaluación.

Tabla 1: Contingencias Simples Críticas

Contingencia	Caso de no Convergencia	Tipo de Problema	Descripción
L/T Zhoray - Sinincay 230 kV.	Demanda Media, Alta Hidrología	Voltaje	Bajos voltajes en Sinincay

En base a los resultados presentados en las Tablas 1 y 2, se establece que tanto la contingencia simple de la L/T Zhoray – Sinincay 230 kV como la contingencia doble de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico deben ser sujetas a un análisis dinámico particular. Para las demás contingencias, a través de un análisis general, se establece que su tratamiento está enmarcado en una actualización del SPS y de un reforzamiento de la red eléctrica de la zona donde estos circuitos están localizados.

Tabla 2: Contingencias Dobles Críticas

Contingencia	Caso de no Convergencia	Tipo de Problema	Descripción
L/T Chorrillos – Refinería Pacífico 230 kV	Demanda Máxima, Alta Hidrología	Voltaje	Bajos voltajes en San Gregorio, San Juan, Refinería del Pacífico y Quevedo.
L/T Inga - San Rafael 230 kV	Demanda Máxima, Baja Hidrología	Estabilidad Angular	
L/T Jivino - Shushufindi 230 kV	Demanda Máxima, Baja Hidrología	Capacidad de transferencia	Bajos voltajes en Shushufindi. Central Jivino fuera de paso.
L/T Jivino - San Rafael 230kV			
L/T Milagro - San Idelfonso 230 kV	Demanda Mínima, Baja Hidrología	Estabilidad Angular	Centrales Machala y Minas San Francisco fuera de paso.
L/T San Idelfonso - Machala 230 kV			

5.2. Simulaciones en Estado Dinámico

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones dinámicas para las contingencias que están relacionadas con problemas de voltaje. La simulación incluye un corto circuito trifásico, el despeje del mismo y la apertura del o los circuitos de la línea de transmisión, según amerite el caso.

a) Salida de un circuito de la L/T Zhoray – Sinincay 230 kV

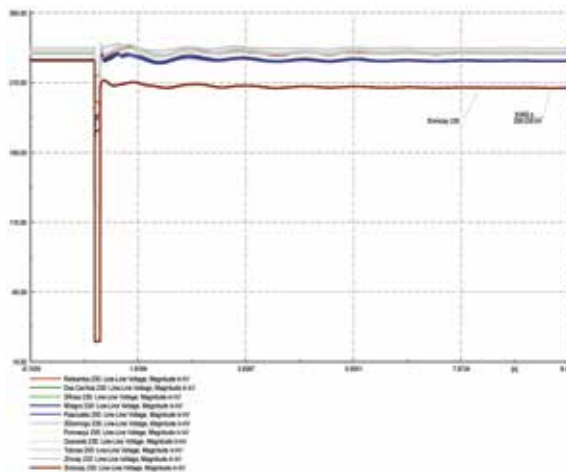


Figura 1: Disparo de L/T Zhoray – Sinincay 230 kV

Esta contingencia produce bajos voltajes en la subestación Sinincay 230 kV; sin embargo esto puede ser solucionado con la conexión de elementos de compensación mecánicos como capacitores. Además se cree conveniente realizar un análisis del factor de potencia de la carga asociada a esta barra.

b) Salida de los dos circuitos de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV

El caso de Refinería del Pacífico es especial, debido a que en esta barra está prevista, para el año 2017, la toma de aproximadamente 375 MW de carga. Además, de acuerdo a información proporcionada por esta entidad [6], tomando en consideración la sensibilidad de los equipos instalados en la refinería que permiten la realización de los procesos internos, se ha establecido que los voltajes no pueden alcanzar valores por debajo de 0,9 p.u. por más de 200 ms.

A continuación se presenta un gráfico, en el que se puede observar la respuesta en el tiempo del voltaje en las barras de la zona de Refinería del Pacífico, ante la salida intempestiva de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV.

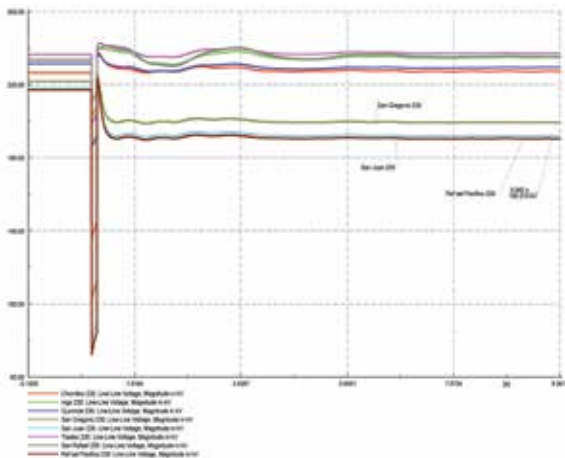


Figura 2: Disparo de L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV

Como se puede observar, ante esta contingencia el voltaje en la barra de Refinería del Pacífico, alcanza valores por debajo de 0,9 p.u. (207 kV), por lo que, de acuerdo a lo indicado anteriormente, se requiere algún tipo de mecanismo de compensación que garantice la operación segura de los equipos instalados en esta empresa.

c) Localización y tamaño del SVC en Sistema Nacional Interconectado

En base a los resultados anteriores y tomando en consideración los requerimientos de suministro eléctrico de la carga de Refinería del Pacífico se llevan a cabo una serie de simulaciones que permitan determinar la compensación reactiva requerida en esta barra. A través de este proceso se establece la necesidad de instalar 250 MVar de compensación reactiva capacitiva en la barra de Refinería del Pacífico.

El SVC propuesto contiene un TSC (Thyristor Switched Capacitor) que puede ser conectado con un retardo de 20 ms y un TCR (Thyristor Controlled Reactor) que será empleado para proveer un control fino, no discreto, de potencia reactiva. Cabe indicar que considerando el elevado tiempo de conexión de los MSCs (Mechanical Switched Capacitor), éstos no han sido considerados como una opción aceptable.

La Tabla 3 muestra las alternativas estudiadas para identificar la mejor opción en cuanto a la capacidad reactiva inductiva, correspondiente al TCR, del dispositivo FACTS propuesto.

Tabla 3: Sensibilidades del SVC propuesto en Refinería del Pacífico

TCR/TSC (MVar)	Compensación del SVC (MVar)	Ángulo del Reactor (Nivel de MVar)	Voltaje post transitorio
-100/250	195.7	111 / (55)	1.003
-150/250	190.7	119 / (60)	1.00
-50/250	211	94 / (39)	1.01

Se concluye a través de estos resultados, considerando la observación de ciertas condiciones oscilatorias en algunos casos, que la mejor alternativa consiste en la instalación de un SVC de -100/250 MVar.

Considerando la instalación de este SVC, la Fig. 3 muestra la respuesta del sistema ante la contingencia doble de la línea de transmisión de 230 kV Chorrillos – Refinería del Pacífico. Se puede observar que a través de la compensación propuesta se logra mantener un perfil de voltaje adecuado en la barra de Refinería del Pacífico.

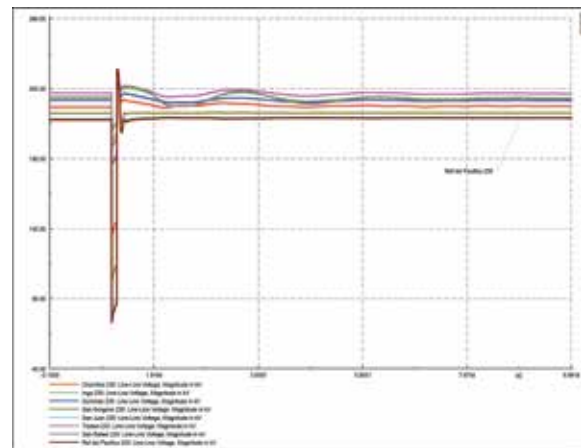


Figura 3: Respuesta del sistema ante el disparo de L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV con la instalación de un SVC de -100/250 MVar

Con el fin de observar el comportamiento del SVC, antes, durante y después de la contingencia, se presenta en la Fig. 4 la respuesta dinámica de este dispositivo, incluyendo la potencia reactiva de compensación, ángulo de disparo de



los tiristores y el número de capacitores conectados para satisfacer los requerimientos de compensación reactiva.

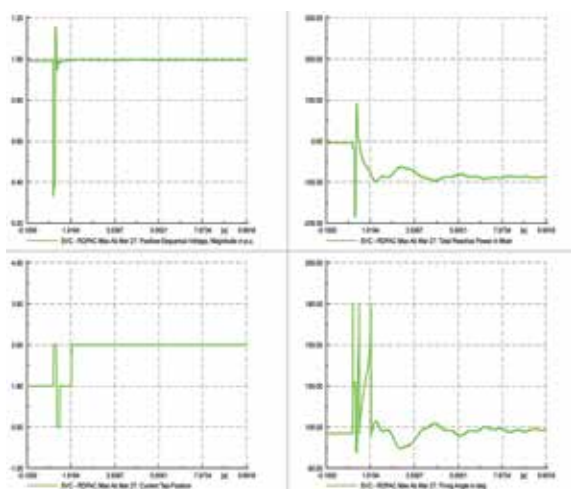


Figura 4: Respuesta del SVC ante el disparo de L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV

Tomando en cuenta que CELEC EP TRANSELECTRIC, ha previsto la instalación, para el año 2017, de un SVC en la S/E Chorrillos de una capacidad de -30/120 MVar, se realizan simulaciones adicionales con el fin de evidenciar la interacción entre este equipo y el SVC propuesto para Refinería del Pacífico. La Tabla 4 muestra la operación de los dos SVCs, considerando la salida de la L/T Chorrillos-Refinería del Pacífico 230 kV.

Tabla 4: Operación de los SVCs de Chorrillos y Refinería del Pacífico ante la salida intempestiva de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV

TCR/TSC (MVar)	Compensación del SVC (MVar)	Ángulo del Reactor (Nivel de MVar)	Voltaje post transitorio
Refinería del Pacífico -100/250	198.7	114 (52)	0.995
Chorrillos -30/120	-31.2	90 (31.2)	1.02

De la tabla anterior se puede observar que los voltajes post falla son aceptables y se establece que con la operación de los dos SVCs, de Chorrillos y Refinería del Pacífico, los voltajes en las zonas afectadas, debido a severas contingencias en el sistema, alcanzan una recuperación favorable.

Adicional a los resultados revisados hasta el momento, se realizaron simulaciones para las mismas condiciones, pero considerando la indisponibilidad de los siguientes elementos:

- Central Trinitaria (133MW)
- L/T Chorrillos - Tisaleo 500kV
- L/T El Inga - Tisaleo de 500 kV.

Para todos estos casos se observó la operación conjunta de los dos SVC, para lo cual se consideró siempre la incorporación de un SVC de -100/250 en Refinería del Pacífico y de -30/120 en Chorrillos. Para los tres casos se concluye que la presencia de estos dispositivos permite evitar el colapso por voltaje de las zonas afectadas y el voltaje logra tener una recuperación favorable.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los análisis realizados se concluye la necesidad de incorporar un SVC de -100/250 MVar en la barra de 230 kV de Refinería del Pacífico, considerando la magnitud y las características de la carga de esta subestación.

Se prevé garantizar la seguridad del SNI, en el año 2017, a través de la aplicación conjunta del Sistema de Protección Sistemática, SPS, y la incorporación de un SVC, con el fin de solucionar problemas relacionados con la estabilidad angular y la estabilidad de voltaje respectivamente.

Con el fin de identificar las condiciones más críticas para la operación del SNI, fueron considerados diferentes modelos de carga; sin embargo, únicamente se evidenció una mayor depresión en los perfiles de voltaje y en ninguno de los casos se detectó la presencia del efecto FIDVR, que se ve representado por una caída de voltaje progresiva.

Considerando las características críticas y especiales de la industria de refinación, para el área de Refinería del Pacífico, se requiere la instalación de un dispositivo de rápida actuación como un TSC; sin embargo, con el fin de permitir un control de reactivos más fino se recomienda la incorporación de un SVC.

Desde una perspectiva del sistema, todas las simulaciones realizadas indican que no es necesario incluir un TCR para compensar el efecto de sobrepico en el voltaje ocasionado por la conexión de un TSC. Sin embargo si se requiere un control más fino del voltaje se recomienda incluir en el SVC una parte reactiva.

Con el fin de mejorar las condiciones operativas en la zona de Refinería del Pacífico se recomienda que, de manera conjunta con el ingreso de esta planta, se promueva la implantación de una central de generación. Esto permitirá también contar con una fuente de compensación reactiva dinámica y además una descongestión en elementos de transmisión considerando la inyección de potencia activa en la zona. De contar con el aporte de esta central de

generación, es necesario reevaluar los requerimientos de potencia reactiva en esta barra.

Los estudios realizados se encuentran fundados en el ingreso de elementos de transmisión y centrales de generación previstas para el año 2017, conforme constan en los respectivos planes de expansión. Por lo que de presentarse algún cambio importante, se recomienda realizar una actualización de los mismos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kundur P., “Power System Stability and Control”, McGraw – Hil, 1994.
- [2] Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., et al. (2004). “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.
- [3] Nguegan Y., “Real-time identification and monitoring of the voltage stability margin in electric power transmission systems using synchronized phasor measurements”, Tesis doctoral, Kassel University, 2009.
- [4] Das T., Jetti S., Venayagamoorthy G., “Optimal Design of a SVC Controller Using a Small Population Based PSO”, Real-Time Power and Intelligent Systems Laboratory, University of Missouri- Rolla.
- [5] Kamarposhti M., Alinezhad M., “Comparison of SVC and STATCOM in Static Voltage Stability Margin Enhancement”, International Journal of Electrical and Electronics Engineering 4.5, 2010.

[6] Quanta Technology, “Technical and economic evaluations of FACTS, Final Report”, 01 de Abril de 2013.

[7] Static VAR Compensation (SVC) Quanta Technology, SIEMENS, North Carolina, 22 de Febrero 2013.

[8] John E., “SVC Introduction. Presented to Quanta Technology”, ABB FACTS North America, North Carolina, 22 de Febrero 2013.



Fernando Chamorro Chulde.- Nació en Quito, en 1973. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la “Escuela Politécnica Nacional” en 1999. Egresado de la Maestría en Ciencias de Ingeniería Eléctrica de la “Escuela Politécnica Nacional”. Trabajó como ingeniero de diseño para

DYCONEL. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Operaciones en el Centro de Control del CENACE. Su principal área de interés es la Optimización de la Operación del Sistema Nacional Interconectado.



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. Actualmente trabaja en la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía..