



**"ANÁLISIS DE SOPORTE REACTIVO EN SISTEMAS DE POTENCIA OPERADOS  
AL LÍMITE: CASO DE ESTUDIO EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ISLA DE MARGARITA,  
EDO. NUEVA ESPARTA Y EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCION DE CADAFAE  
DEL EDO. MERIDA"**

**J L Vivas  
F Saraiva**

**QEI / Energy America**

**RESUMEN**

En este artículo se describe un análisis dinámico de los sistemas operados al límite y el efecto de la compensación reactiva sobre estos sistemas. El objetivo del análisis es utilizar al máximo la compensación local de Potencia Reactiva a fin de optimizar la habilidad de la red eléctrica operada al límite para transferir potencia, particularmente potencia reactiva, desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo, sobre todo en condiciones de disturbio o falla, a fin de mantener los niveles de voltajes adecuados en las barras o nodos de carga, reducir las pérdidas de transmisión del sistema de transmisión, transformación y distribución, y mejorar los márgenes de estabilidad de voltaje del sistema. Se trata de aumentar la transmisión de Energía eléctrica, limitándola no por estabilidad dinámica o por capacidad térmica de los conductores y equipos de transformación, sino por estabilidad de voltaje o estabilidad de carga. Esto es particularmente importante en zonas de cargas alejadas de las zonas de generación a través de largas líneas de transmisión o interconexiones en Corriente Continua, y/o cargas eléctricas ubicadas en islas con grandes cambios estacionales de demanda eléctrica. La respuesta dinámica de las cargas eléctricas a disturbios provocados por cambios súbitos en la configuración de la red y régimen de los generadores, es de vital importancia para determinar la cantidad y ubicación de soporte local reactivo en forma de bancos de condensadores.

Para esto se tomaron dos ejemplos de zonas de cargas eléctricas alejadas eléctricamente de los grandes centros de generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Venezolano: (1) Se realizó un análisis del Sistema Eléctrico del Edo. Nueva Esparta, evaluándose el efecto de la compensación de factor de potencia, la incorporación de un cable submarino en CC y la colocación de energía eólica. El análisis se basa en los cálculos de Flujo de Carga, Cortocircuito, Ubicación Óptima de Bancos de Condensadores y Estabilidad Transitoria y de Voltaje de un modelo del sistema eléctrico de la isla, utilizando la proyección de la carga actual a cinco (5) años. (2) El mismo análisis, pero limitado al sistema de distribución en las subestaciones más exigidas del Sistema de Distribución del estado Mérida de CADAFAE.

**PALABRAS CLAVE**

Sistemas de potencia eléctrica operados al límite. Compensación de potencia reactiva. Estabilidad de voltaje. Colapso de voltaje. Bancos de condensadores automatizados. Factor de Potencia.

## **DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

La mayoría de las cargas eléctricas y los equipos de transmisión y conversión (líneas y transformadores) son inductivos por naturaleza, esto hace que en general los sistemas de potencia operen con factores de potencia positivos [1]. El incremento excesivo de la demanda eléctrica ocurrida en Venezuela en los últimos años, ha ocasionado que el sistema trabaja con capacidades reducidas, aumento de las pérdidas y reducción de los niveles de tensión.

El mejoramiento del factor de potencia es un método efectivo y de bajo costo para suministrar la demanda reactiva de sistemas de distribución eléctrica [2]. El mejoramiento del factor de potencia se justifica simplemente por los beneficios que provee en incremento de voltaje y reducción de pérdidas en transformadores, conductores y generadores, además de mejorar la estabilidad de voltaje del sistema y reducir la posibilidad del colapso de voltaje después de variaciones graduales o súbitas de carga eléctrica en condiciones normales o de falla [3].

Las ventajas técnicas y económicas del mejoramiento del factor de potencia se refleja también en el aumento de la capacidad de transmisión en las líneas y subestaciones, y en la mejora de la estabilidad de voltaje del sistema, tema muy actual como consecuencia del apagón de Nueva York de Agosto del 2003, y los últimos eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional. Para conseguir el factor de potencia requerido, y planificar las necesidades presentes y futuras de potencia reactiva, se debe realizar un análisis del sistema de distribución y de las cargas conectadas a el, así como la reacción del sistema a la distorsión de armónicos producidos por ciertos clientes [2], [4] y [5].

En este trabajo se presentan el análisis y los principales resultados del estudio de compensación reactiva del Sistema de Potencia de SENECA, Isla de Margarita, con y sin nuevo circuito de CC para la interconexión con Tierra Firme, y el escenario de parque eólico como parte de la generación en la Isla, así como para otros escenarios de carga y generación para Margarita. También se analizó la compensación reactiva en el sistema de distribución del Edo. Mérida. En total se designaron siete (7) circuitos de la S/E El Vigía con una solicitud total de 7.8 MVar, y el análisis de diversos escenarios de carga y generación en la isla de Margarita, con y sin interconexión en CC con Tierra Firme.

## **METODOLOGÍA DE ANÁLISIS**

La metodología general realizada para la ejecución del estudio fue la siguiente:

- a. Levantamiento en Campo: Actualización de planos de circuitos, incluyendo ubicación geográfica con GPS de los nuevos ramales.
- b. Medición de parámetros eléctricos en la salida de los circuitos: corrientes y tensiones en las tres (3) fases, potencia aparente, activa y reactiva; y factor de potencia. Frecuencia de mediciones 15 minutos durante un período mínimo de una semana.
- c. Digitalización de circuitos en el ETAP. El programa utilizado para realizar los cálculos fue el ETAP versión 6.0.1 de la empresa OTI.
- d. Análisis de los registros de parámetros eléctricos: cálculo de potencias mínima, promedio y máxima, factor de potencia mínimo, promedio y máximo, tiempos relativos mínimos, promedio y máximos; y cálculo de potencia reactiva a compensar.
- e. Cálculo del factor de utilización del circuito en condiciones de demanda promedio.

- f. Cálculo de flujo de carga en condiciones de demanda mínima, promedio y máxima.
- g. Cálculo de localización óptima de condensadores en el ETAP según los criterios descritos en el punto 3. El programa basa sus cálculos en la guía [6]. El modulo OCP emplea un algoritmo genético, el cual es una técnica de optimización basada en la teoría de selección natural. El modulo OCP utiliza el método del “Valor Presente” para hacer comparaciones alternativas. Considera los costos iniciales de instalación y operativos, tales como mantenimiento, depreciación y rata de interés. La interfase grafica avanzada del modulo OCP del programa ETAP, permite controlar el proceso de localización del condensador, y ver inmediatamente los resultados de una manera grafica. El cálculo de aproximación precisa automáticamente determina las mejores localizaciones y tamaños de bancos de condensadores. Además, reporta la capacidad liberada en el troncal o ramal y el estimado de ahorro durante el periodo de planificación debido a la reducción de pérdidas.
- h. Después de la localización y determinación del tamaño de los condensadores, se corren varios casos de flujos de carga para comprobar la mejora en voltajes y liberación de capacidad de transporte en las líneas y redes de distribución. Se comprueban también los casos de sobrevoltaje en condiciones de carga ligera, influencia de armónicos en los condensadores, y desbalances máximos para determinar la ubicación de los bancos con controles automáticos.
- i. Análisis de los resultados de los cálculos de flujo de carga, localización óptima de condensadores y armónicos (si es necesario). Dibujo en AutoCAD de los planos de proyecto con la ubicación de los condensadores.
- j. Calcular los nuevos márgenes de estabilidad de voltaje con la compensación reactiva conectada, utilizando el método V-Q.

## CRITERIOS UTILIZADOS.

Los criterios utilizados para los cálculos de flujo de carga y localización óptima de condensadores, fueron los siguientes:

- a. **Modelación de las cargas:** Clientes de gran consumo según la facturación suministrada por la zona. Transformadores de sectores de BT y pequeños consumidores con asignación de demanda por factor de utilización común, calculada en base a demanda histórica del circuito versus carga instalada del circuito. Modelo de carga dependiendo de las características del circuito [7]:
  - Residencial: 80% de carga estática y 20% de cargas de motores.
  - Comercial o mixtas: 60% de carga estática y 40% de cargas de motores.
  - Industrial: 20% de carga estática y 80% de carga de motores.
- b. **Modelación de líneas:** Especificaciones del conductor y calibre según planos de redes. Características según la librería del ETAP. Configuración geométrica: disposición horizontal con separación entre fases AB: 0.9 m, BC: 1.3 m y CA: 2.2 m. Altura de línea: 9.6 m.

- c. **Parámetros para el cálculo de flujo de carga:** Tensión en la barra de salida de la subestación: promedio de mediciones históricas de los circuitos. Casos analizados (sistema actual): Demanda mínima: mínima demanda histórica registrada. Demanda promedio: promedio de las demandas históricas registradas. Demanda máxima: máxima demanda histórica registrada.
- d. **Parámetros para el cálculo de localización óptima de condensadores:** Cálculos según [6]. Costo de la energía: valor establecido en la gaceta oficial para consumidores en 13.8 kV. Período de planificación: 5 años. Tasa de interés anual: 4% (Costos en dólares). Capacidad de condensadores a considerar en el estudio: 3x50 KVAR; 3x100 KVAR; 3x200 KVAR; 3x400 KVAR. Costo de adquisición del banco de condensadores: precios de mercado internacional. Costo de mantenimiento y operación anual: precios de mercado internacional. Costo de instalación: precios de mercado nacional. Objetivo de cálculo: factor de potencia mínimo a la salida del circuito 0.95 para cualquier condición de carga. Definición de tiempos relativos: Tiempo mínimo: tiempo durante el cual la demanda del circuito se mantiene por debajo del 80% de la demanda promedio. Tiempo promedio: tiempo durante el cual la demanda del circuito se mantiene entre el 80 y el 120% de la demanda promedio. Tiempo máximo: tiempo durante el cual la demanda del circuito se mantiene por encima del 120% de la demanda promedio. Criterio para ubicación de bancos de condensadores fijos y automáticos: Los bancos de condensadores fijos se calcularon para la demanda mínima [8], a menos que el tiempo mínimo sea menor al 10% del tiempo total, en cuyo caso el cálculo se realizó basado en la demanda promedio. Los bancos automáticos se calcularon para la demanda máxima, a menos que el tiempo máximo sea menor al 10% del tiempo total, en cuyo caso el cálculo se realizó basado en la demanda promedio.

## DESCRIPCION DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS Y RESULTADOS.

### a. Sistema SENECA a 5 años:

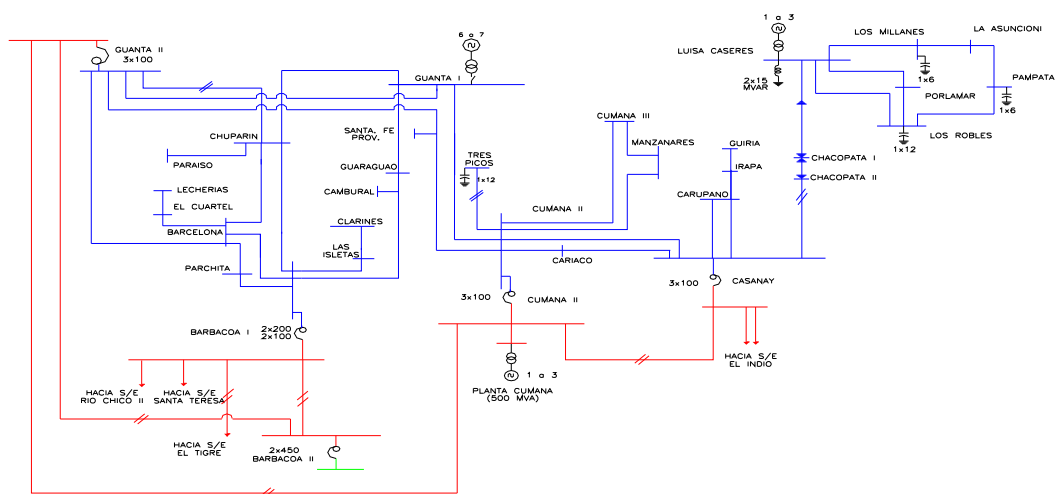
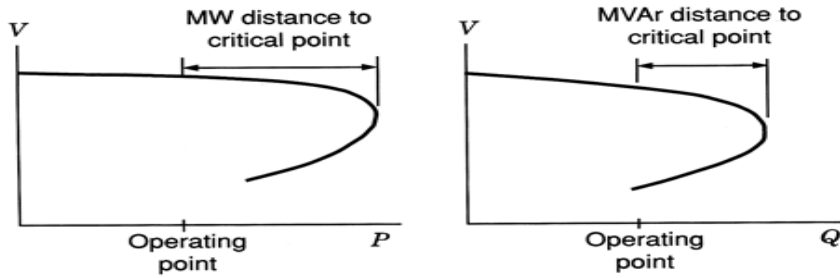


Figura 1. Diagrama Unifilar utilizado del sistema Oriental y Margarita en 2014

[jvivas@geiinc.com](mailto:jvivas@geiinc.com)

Tomando varios escenarios con o sin 30 MVA de generación eólica en Margarita, Interconexión de CA y CC con tierra firme y un crecimiento de demanda del 8% (ver figura No.1), se concluyo que el caso mas critico para el soporte reactivo y probable colapso de voltaje es la interconexión con cable submarino en CC y 30 MVA de generación eólica, Para este escenario, se necesita alrededor de 100 MVA de compensación reactiva en la Isla, 40 MVA en subestaciones y 60 MVA en los circuitos de distribución aéreos. En las figura 2 se observa el criterio utilizado.

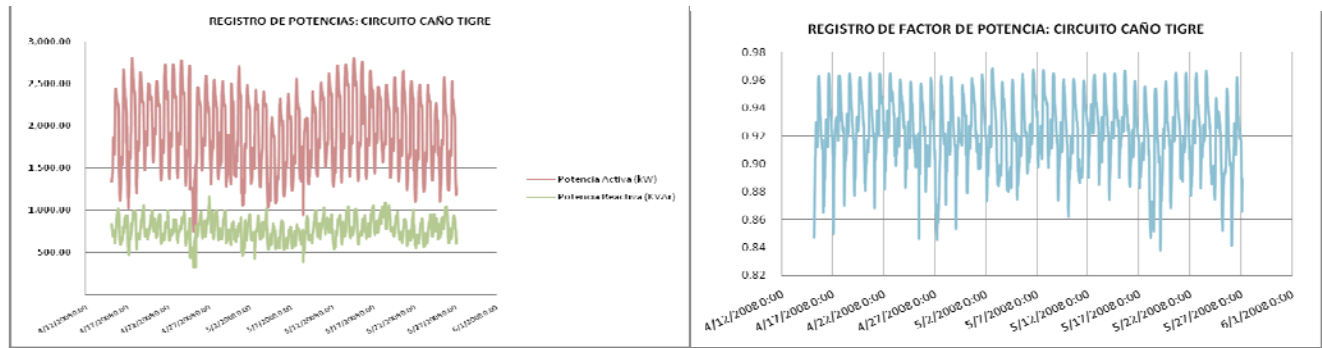


**Figura 2.** Criterio VP y VQ para mejorar la estabilidad de voltaje con soporte local de reactivos.

**b. Sistema de distribución de Mérida.**

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos en el estudio por circuito, basado en el análisis los registros de parámetros eléctricos, y los cálculos de flujo de carga y localización óptima de condensadores.

**Circuito 1: Caño Tigre. Análisis de las mediciones.** El registros de parámetros eléctricos tomados a este circuito corresponden al período entre el 15/04/2008 al 27/05/2008, tomados con una frecuencia de 15 minutos entre cada registro. En la figura 1, se muestran las potencias activas y reactivas de este circuito durante este período observándose que la potencia reactiva se mantiene en un rango aproximado entre los 500 y 1000 KVAr, mientras que la potencia activa se encuentra entre los 1000 y 2750 kW. El factor de potencia se mantiene entre un valor mínimo de 0.85 y un máximo de 0.96 (ver figura 3). En la tabla 1 se muestra un resumen con los valores mínimos, promedio y máximos de las potencias y del factor de potencia, resultantes del análisis del registro de parámetros del circuito.



**Figura 3. Registro de Potencias y factores de Potencia: Circuito Caño Tigre.**

**Análisis de la Localización Óptima de Condensadores.** En base al análisis de las mediciones y los cálculos de flujo de carga del circuito Caño Tigre, se puede concluir que el circuito tiene un factor de potencia relativamente bueno (promedio  $fp=0.92$ ), pero tiene graves problemas de caída de tensión en condiciones de carga promedio y máxima. Dadas estas condiciones el criterio para la Localización Óptima de Condensadores (LOC) fue definir el objetivo de la localización llevar el factor de potencia a 0.95 y adicionalmente usar los condensadores para mejorar el perfil de tensiones del circuito. En la tabla III se muestra una comparación de los valores obtenidos con la instalación de estos condensadores, versus las condiciones actuales ambos en condiciones de carga máxima. Como se puede observar con la instalación de los condensadores se mejora el factor de potencia a 0.95 en condiciones de carga máxima, las pérdidas activas disminuyen en un 14% y las tensiones mejoran hasta un valor mínimo de 0.94 pu (12.97 kV). Por otro lado la corriente de salida del circuito baja a 114.3 A, lo que representa un incremento del 7% en la capacidad de carga del circuito (196 KVA).

DEMANDA	CARGA (KW)	CARGA (KVA <sub>r</sub> )	PERDIDAS (KW)
MÍNIMO	715	253	7
PROMEDIO	1852	746	47
MÁXIMO	2707	1120	103

**Tabla II. Comparación de Resultados del FC diferentes condiciones de carga: Circuito Tigre.**

SISTEMA	POTENCIA ACTIVA (KW)	POTENCIA REACTIVA(KVA <sub>r</sub> )	PÉRDIDAS (KW)	f.p.
ACTUAL	2707	1120	103	0.92
CON CONDENSADORES	2608	811	89	0.95

**Tabla III. Comparación de resultados en condiciones de carga máxima: Circuito Caño Tigre.**

AÑO	COSTOS (\$)		AHORROS (\$)		
	INSTALACIÓN	OPERACIÓN	REDUCCIÓN PÉRDIDAS	BENEFICIO ANUAL	BENEFICIO ACUMULADO
1	8500.00	500.00	791.06	-8208.94	-8208.94
2	0.00	520.00	822.71	302.71	-7906.23
3	0.00	540.80	855.61	314.81	-7591.42
4	0.00	562.43	889.84	327.41	-7264.01
5	0.00	584.93	925.43	340.50	-6923.51

**Tabla IV. Análisis Costo-Beneficio: Circuito Caño Tigre.**

### CONCLUSIONES

1. Los sistemas de potencia operados al límite operan en condiciones cercanas al colapso de voltaje, baja capacidad de transmisión de potencia reactiva y grandes pérdidas.
2. La respuesta de las cargas eléctricas modernas a disturbios provocados por desbalance de potencias en los generadores o en la configuración de la red, en condiciones de bajo voltaje, puede inducir al colapso de voltaje en el sistema total, provocando un apagón general o localizado.
3. El soporte local de reactivos con bancos de condensadores operados automáticamente y colocados cerca de las cargas dinámicas, es el mejor método para mejorar la estabilidad de voltaje, los voltajes en barras, aumentar la capacidad de transmisión y reducir las pérdidas en líneas y transformadores.

### BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. W. Taylor “Power System Voltage Stability” ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI).
- [2] “Application Guide for the Automation of Distribution Feeder Capacitors” EPRI Final Report December 2005.
- [3] Jose L Vivas “Application of Automated Capacitor Banks” Video EPRI, 2006.
- [4] V Venikov “Procesos Transitorios Electromecánicos en Los Sistemas de Potencia” Editorial MIR Moscu, 1988.
- [5] L A Soldatkina “Redes y sistemas Electricos” Editorial ENERGIA Moscu, 1978.
- [6] IEEE “Guide for Applications of Shunt Power Capacitors”. IEEE STD 1036-1992.
- [7] James Burke “Power Distribution Engineering”
- [8] Jose L Vivas “Utilización y Control Automático de Reactivos Locales en Sistemas de Potencia Electricos Operados al Limite” Congresos IEEE Bogota (Marzo 2007) y Acapulco (Julio 2007).