

Resumen

Este trabajo presenta la aplicación práctica de la tecnología de compensación de reactivos en tiempo real que, bajo el principio de responder con el mínimo retardo posible (ciclo a ciclo) a la demanda de potencia reactiva, permite regular dinámicamente la tensión de un sistema eléctrico dentro de márgenes de desviación muy estrechos con respecto a su valor nominal, así como su aplicación comprobada para mejorar de manera global la confiabilidad operativa de sistemas eléctricos que involucran generación local.

Aparte de la mejora en confiabilidad, la tecnología de compensación de reactivos en tiempo real permite obtener otros beneficios importantes tales como disminución de los requerimientos de reserva rodante, mejora de la respuesta de la generación local ante transientes, aumento de manera segura en el factor de utilización de máquinas, aumento de eficiencia operacional, disminución de costos de mantenimiento y combustible, entre otros.

Introducción

Toda industria que requiera el uso de la energía eléctrica se ve enfrentada a fenómenos de calidad de potencia que afectan su operabilidad, la confiabilidad de su red eléctrica y la continuidad de sus procesos, en sistemas que poseen generación propia, estos fenómenos deben ser considerados durante el planeamiento y operación, dadas limitaciones de generación y transporte de potencia, en aras de mantener la seguridad y estabilidad operativa de la instalación.

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener voltajes estables en los diferentes nodos ante una perturbación dada a partir de una condición inicial; si existe estabilidad de tensión, el voltaje y la potencia del sistema serán controlables todo el tiempo. El fenómeno de estabilidad de voltaje puede considerarse de corto plazo (respuesta del sistema en fracciones de segundo a segundos) o de largo plazo (respuesta del sistema de minutos a horas), en cualquiera de los casos, el principal factor causante de fenómenos de inestabilidad es la imposibilidad del sistema de potencia para responder a la demanda de potencia reactiva requerida por las cargas con la consecuente degradación del voltaje hasta el nivel de colapso [1].

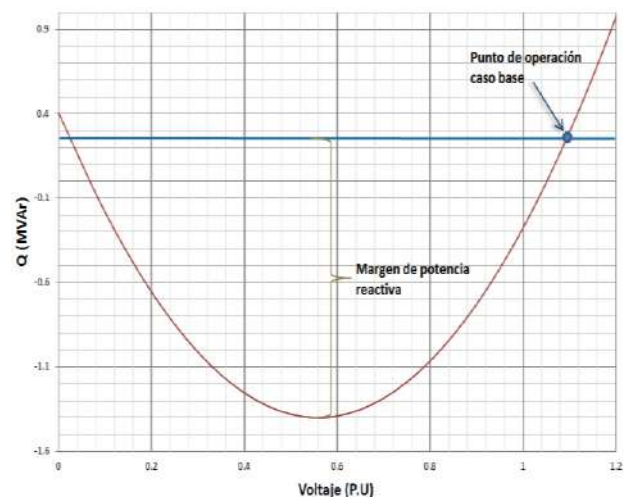


Fig. 1. Curva característica VQ

De manera primaria, las condiciones de inestabilidad se asocian con sistemas débiles, cercanos a sus límites de operación, y largas líneas de suministro de potencia, no obstante, los factores que determinan un colapso de

voltaje son múltiples. Las alternativas de solución comprenden la regulación de tensión mediante diversos métodos, como lo son el deslastre de carga, mantenimiento de reserva rodante en generación, bajo factor de utilización en centros de generación, inyección de reactivos: mediante capacitancias serie y shunt, compensadores estáticos, operación con bajo factor de potencia en generadores, etc. [1] [2].

Una alternativa viable y comprobada para la prevención de colapsos de voltaje es la utilización de tecnología de compensación de potencia reactiva en tiempo real, la cual permite compensar la demanda de potencia reactiva y regular dinámicamente la tensión ciclo a ciclo, con lo cual, es posible incrementar y estabilizar la tensión (la diferencia entre el valor máximo y mínimo de la tensión se minimiza tanto en estado estacionario como en transiente), de modo tal que no se requieren acciones de mitigación, como las mencionadas anteriormente. Al reducir la severidad de los eventos de tensión y mejorar la respuesta del sistema ante la demanda de reactivos se mejora la confiabilidad operativa, se reducen los requerimientos de reserva rodante y se mejora la eficiencia operacional de los equipos en servicio (las máquinas de generación pueden operar con factores de utilización mucho más altos) y se incrementa la capacidad de respuesta dinámica del sistema ante transitorios con la consecuente mejora en la calidad de la potencia eléctrica y en la estabilidad de la red (es decir su capacidad para recuperar y mantener una condición de equilibrio ante cambios severos en la carga)

Descripción de la tecnología

Desde el punto de vista de su topología, los sistemas de compensación dinámica son muy semejantes a los convencionales. La diferencia se centra en el sistema de control y la manera en la que se maniobra la conexión y la desconexión de las cargas, de manera que se

pueda obtener una respuesta en tiempo real ante los cambios de demanda reactiva que se presenten en el curso de un ciclo eléctrico.

A continuación se detallan algunas de las características esenciales de los sistemas de compensación dinámica:

- Compensación automática a elevadas velocidades (conexión y desconexión rápida de etapas de compensación). Lo anterior permite evitar fenómenos de sobretensión, subtensión, fluctuación constante de demanda de potencia reactiva, etc., ello como consecuencia de una respuesta lenta (de segundos, e incluso de decenas de segundos), que a la postre causarían fenómenos de inestabilidad y de degradación de componentes eléctricos del sistema de potencia.
- Eliminación de transitorios en las maniobras de conexión y desconexión de etapas. En los sistemas convencionales, en donde la conexión y desconexión automática de condensadores se realiza por medio de elementos electromecánicos, cada conexión y desconexión genera transitorios que pueden ocasionar daños en elementos electrónicos del sistema de potencia, deterioro de aislamiento, o daños al propio equipo de compensación (por ejemplo en los relevadores usados para conexión y desconexión), etc. En escenarios, donde se opera con generación sin interconexión con la red externa, los transitorios derivados de las conmutaciones electromecánicas propias de los equipos convencionales pueden afectar la integridad de los AVR o al menos su correcta operación. Los sistemas de compensación dinámica, al no generar condiciones transitorias. Por tanto, se hace necesario el uso de sistemas que eviten dicho fenómeno, ello mediante la conexión y desconexión mediante módulos que incorporan electrónica de potencia para la conmutación libre de transitorios de las etapas. En la Fi. 2 se muestra un diagrama esquemático de un equipo de

compensación dinámica de reactivos (RTPFC) en baja tensión.

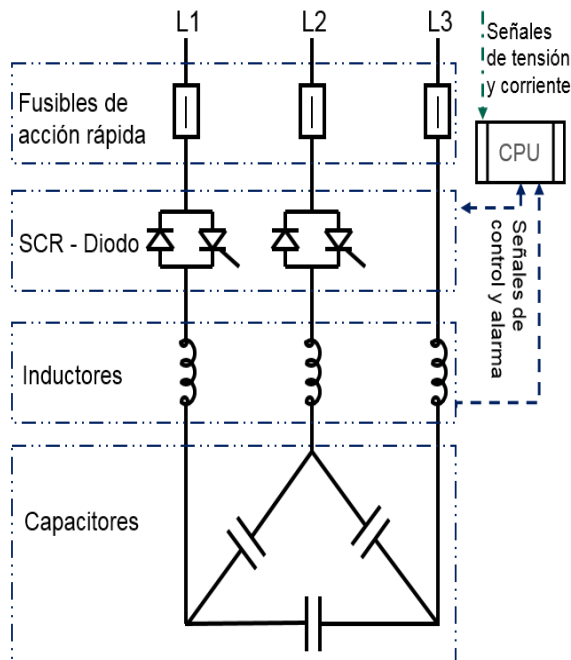


Fig. 2. Diagrama típico de sistemas de regulación dinámica de tensión en tiempo real

- Filtrado e inmunidad a frecuencias armónicas, es de vital importancia considerar este aspecto, ya que los fenómenos de resonancia paralela en sistemas de compensación convencionales son frecuentes, y causan condiciones severas de aumento de corrientes y tensiones que afectan la vida útil de componentes del sistema de compensación, y que pueden generar problemas eléctricos y mecánicos en equipos asociados al sistema de potencia. Por lo anterior, se debe contemplar la necesidad de que dichos sistemas estén dotados de etapas LC, dichas etapas podrían configurarse o bien como filtros de rechazo o sintonizarse para mitigar las armónicas de mayor magnitud.
- Capacidad de mejoramiento de los perfiles de tensión mediante la inyección rápida de reactivos al sistema, ello con el fin de mitigar los efectos de la operación de las cargas y eventos sobre el sistema de potencia, con lo anterior, se puede optimizar el uso de los generadores

permitiendo llevarlos a consignas de operación mayores en términos de factor de potencia, y disminuir la reserva rodante dado que las variaciones súbitas que en general se deben a la demanda de potencia reactiva, serán asumidas por el sistema de compensación y no por los generadores. Es importante considerar que la mejora en la estabilidad del sistema dependerá en gran medida de que la conexión y desconexión de etapas capacitivas se efectúe en tiempos muy cortos (del orden de milisegundos). De no ser así, el sistema no permitirá un control eficaz de las fluctuaciones transitorias de potencia/tensión a las que puede verse expuesto. En la práctica sistemas comerciales actúan en un rango de tiempo cercano a los 10ms (3/4 de ciclo).

Filosofía de operación y control

El sistema de control realiza un gran número de tareas de procesamiento de alta precisión, incluyendo la ejecución de algoritmos de cálculo rápido de la Transformada de Fourier (FFT – Fast Fourier Transform), realizados en tiempo real (dentro de un ciclo), los resultados se usan para monitorear y generar las señales de control de conmutación ante las fluctuaciones V/Q en tiempo real y de manera precisa, procesando simultáneamente múltiples algoritmos de regulación.

El algoritmo típico para regulación de tensión es el de control de caída de voltaje. Bajo este esquema el control limita el voltaje de la red hasta un valor seguro (banda entre los puntos H y G de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), en la cual el sistema no conecta o desconecta pasos adicionales. Si el voltaje excede el valor del parámetro de límite superior de tensión (punto G **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), el sistema de compensación reduce el número de pasos en operación.

Si la tensión cae por debajo del parámetro establecido de bajo voltaje (Punto H **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**),

el sistema de compensación inyecta reactivos aumentando el número de pasos y de esa forma, disminuye la caída de tensión.

Adicionalmente si se excede un voltaje máximo de seguridad (punto J **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), el control desconecta de inmediato la totalidad de pasos conectados, y si la tensión decrece por debajo del umbral de tensión de falla (punto I de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), el sistema conecta la totalidad de pasos manteniendo un retardo de seguridad.

El algoritmo de control del sistema permite la regulación de tensión ante fenómenos de larga duración o transitorios como por ejemplo desconexión intempestiva de cargas.

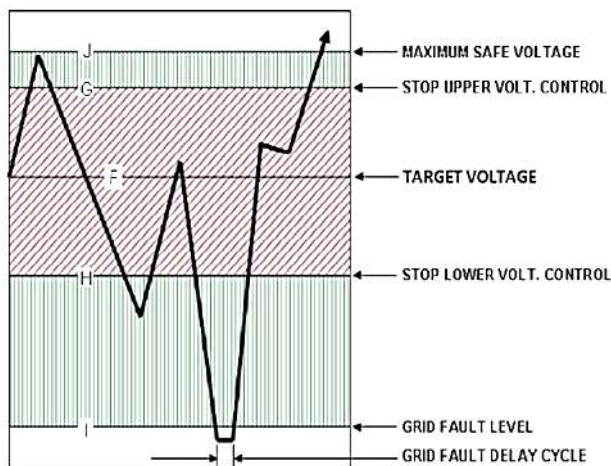


Fig. 3. Filosofía de control sistemas de regulación en tiempo real

Casos de aplicación

Si bien a nivel mundial el desarrollo y la aplicación de la tecnología de compensación de reactivos en tiempo real (RTPFC) comprende alrededor de las últimas tres décadas, la implementación de este tipo de proyectos a nivel de Colombia es relativamente nueva. A continuación se describen los resultados de dos implementaciones locales, una en baja tensión y otra en media tensión, las cuales se enfocaron en solucionar problemas de calidad de energía en sistemas con autogeneración.

Caso 1: Compensación dinámica en baja tensión en una estación de bombeo de crudo

Descripción de la situación inicial: En un proyecto de ampliación de una estación de bombeo de crudo operada con autogeneración se efectuaron cambios en la capacidad de los motores eléctricos de un grupo de cuatro bombas *booster* que, por razones de diseño del sistema, eran las cargas de mayor capacidad en la red (los equipos principales de bombeo de la estación eran accionados por motores reciprocantes). La potencia de las bombas *booster* fue incrementada de 350 HP a 500 HP y se previó su accionamiento por medio de arrancadores suaves para reducir el impacto sobre la generación local (si bien existía una interconexión con la red externa en el nivel de 34.5 kV, esta no tenía la capacidad necesaria para alimentar la cargas de la estación y por ello la fuente primaria del sistema era la generación local).

Cuando se puso en operación la ampliación no fue posible arrancar más de dos unidades *booster* sin que se produjera el colapso total del sistema. Como medida de solución temporal se intentó operar con todo el sistema de generación en servicio (cuatro unidades de 1 MW) y se cerraron todos los enlaces de barra y se pusieron en paralelo todos los transformadores de potencia disponibles para reducir la impedancia del sistema (se trataba de un sistema con una topología de doble alimentación con barra seccionada), sin que ello resultara en una mejora en la regulación del sistema durante el arranque de las unidades.

En el lado izquierdo de la Fig. 4 se presenta el comportamiento de parámetros eléctricos durante la partida de uno de los motores de 500 HP, con arrancador suave, en condiciones normales (sin compensación dinámica). De las gráficas para arranque en esas condiciones resulta evidente que la alta demanda de energía reactiva del motor durante la aceleración del motor de 500 HP genera una caída de tensión

muy fuerte, ello a pesar de que este está siendo accionado por medio de un arrancador suave.

Solución implementada: La solución implementada en este caso consistió en instalar directamente en el barraje de alimentación de las bombas booster un sistema de compensación de energía reactiva en tiempo real (RTPFC) con una capacidad total de 1.5 MVar distribuido en 12 etapas de 125 kVar. El sistema fue dimensionado bajo el criterio de disponer de la capacidad necesaria para compensar completamente la demanda de energía reactiva de los motores de las bombas booster durante su ciclo de aceleración. La Fig. 5 esquematiza el sistema instalado en este caso en el cual la conexión se realiza directamente a la barra de baja tensión objeto de la regulación, y las mediciones de tensión y corriente se realizan en la barra y su respectivo alimentador.

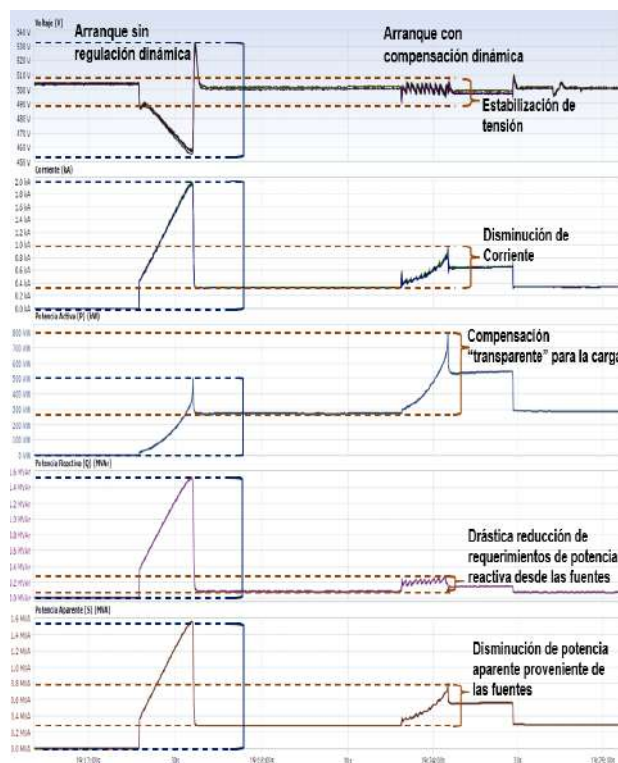


Fig. 4. Efecto de compensación dinámica de tensión ante la partida de un motor de 350 HP

Resultados obtenidos: En el lado derecho de la Figura 4 se aprecia el efecto logrado al poner en operación el sistema de compensación

dinámica. Resulta evidente que hay una mejora sustancial en la estabilidad de voltaje y se reducen los requerimientos de potencia reactiva y aparente sobre el sistema de generación, esto ante una respuesta normal del motor en términos de aceleración y consumo de potencia activa. La inclusión del sistema de compensación permite operar el sistema de potencia lejos de sus límites de estabilidad y, en consecuencia, garantizar la seguridad operativa del mismo.

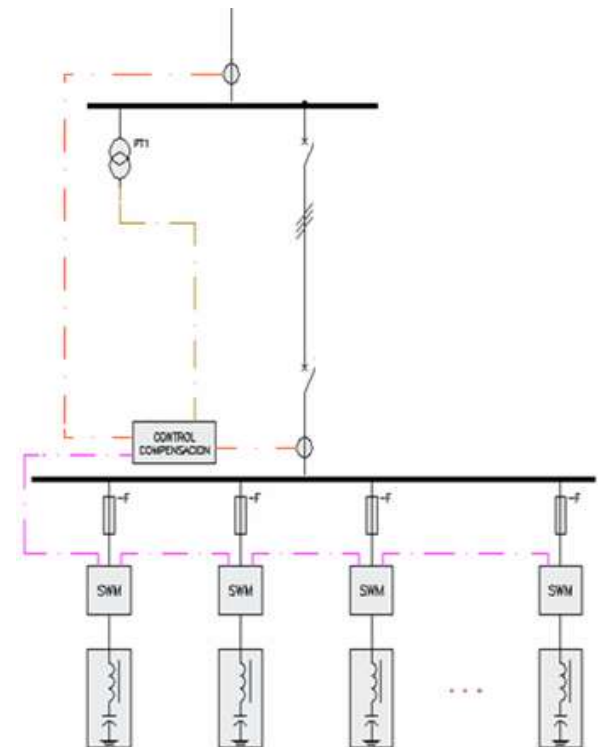


Fig. 5. Diagrama esquemático de la solución implementada en baja tensión

Caso 2: Compensación dinámica en media tensión en un campo de producción de crudo

Descripción de la situación inicial: En una facilidad con alimentación mixta (generación local – red externa), en la cual la generación opera a un bajo factor de potencia con el fin de generar los reactivos necesarios para resguardar la estabilidad en tensión de la locación, se determinó que el gas disponible en yacimiento para alimentar la generación local se estaba acabando y que ello obligaría a

repotenciar la línea de alimentación del campo para poder mantener en operación el sistema. La línea en cuestión tiene una longitud de 50 km y opera en el nivel de 34.5 kV. Ante el altísimo costo de la repotenciación de la línea se consideró que una opción viable era compensar localmente la energía reactiva demandada por el sistema, pero, por la potencia a compensar (cerca de 8 MVar) y la necesidad de compensar directamente en el nivel de 34.5 kV se determinó que las condiciones de maniobra de las cargas reactivas podían determinar condiciones indeseables de sobretensiones transitorias o sostenidas con graves consecuencias para la estabilidad operativa del sistema.

Solución implementada: Se decidió optar por la instalación de un sistema de compensación dinámica (RTPFC) para conexión en 34.5 kV con el fin de suplir la energía reactiva que a futuro no podría ser suministrada por el sistema de autogeneración local. El uso de tecnología de conmutación en tiempo real permite garantizar que no se presentarán sobretensiones ni transitorias ni sostenidas que eventualmente puedan comprometer la estabilidad del sistema.

Para efecto de minimizar costos de instalación, facilitar labores de mantenimiento y mejorar la confiabilidad de la instalación, el sistema se implementó con módulos de compensación en baja tensión y se incluyeron en la instalación transformadores de potencia de baja impedancia (del orden del 3 %) y equipos de maniobra para interconectar la compensación con el nivel de 34.5 kV.

La Fig. 6 presenta el esquema típico de conexión en media tensión, en el cual las mediciones se realizan directamente en la barra de media tensión y el control del sistema interpreta las mismas para efecto de controlar la inyección de reactivos en la barra de baja tensión.

Resultados obtenidos: Las Figs. 7 y 8, muestran el comportamiento de tensión y la inyección de reactivos ante la desconexión y

reconexión del 30% y 100% de la generación local respectivamente.

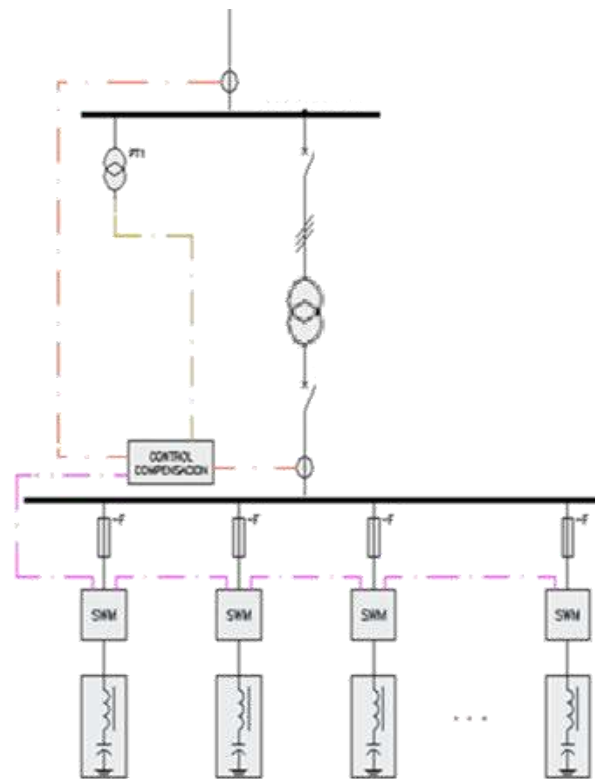


Fig. 6. Diagrama esquemático de la conexión en media tensión para el caso 2

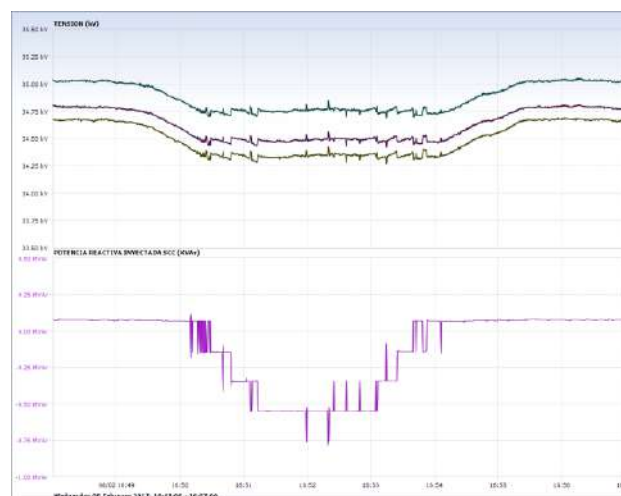


Fig. 7. Tensión e inyección de potencia reactiva (30% de generación local)

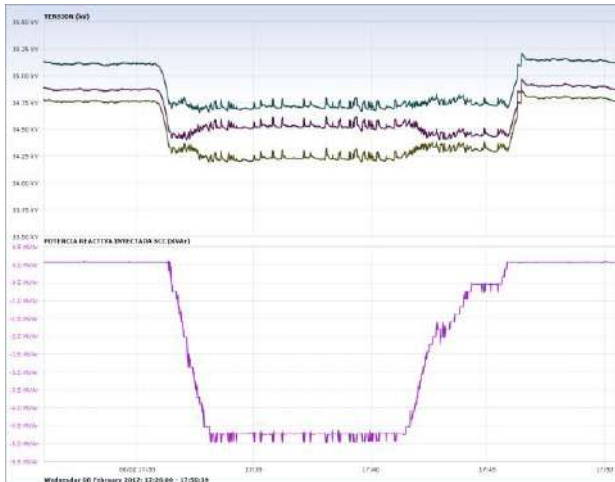


Fig. 7. Tensión e inyección de potencia reactiva (100% de generación local)

Para los casos anteriores se observa como al decrecer la tensión (98% de la tensión nominal, control ajustado en $\pm 2\%$) el sistema inicia la conexión gradual de etapas (inyección de reactivos), para el mantenimiento de la tensión; y la posterior desconexión gradual del sistema de regulación dinámica de tensión en cuanto los generadores entran de nuevo en operación, manteniendo la tensión en el umbral de control ajustado.

En adición al control de tensión, durante la operación en estado estable, este tipo de tecnología permite la mitigación de fenómenos transitorios, como sags causados por fallas en la red de distribución previa al despeje de la falla como se observa en la Fig. 8.

Conclusiones

La implementación de tecnologías de regulación dinámica de tensión ciclo a ciclo, es una alternativa viable para la optimización de centros de generación y en general de sistemas de potencia. En cualquier caso, independientemente de la eficacia comprobada de la tecnología, en cada caso se requiere de estudios y análisis detallados a fin de estimar los potenciales reales de ahorro y de mejoramiento de condiciones de calidad del suministro de energía y su efecto en la confiabilidad de la instalación.



Fig. 9 Observación durante un sag de tensión

En la práctica se han evidenciado entre otros los siguientes beneficios y/o condiciones de mejora:

- Disminución de los requerimientos de reserva rodante: Es posible operar menos máquinas en reserva rodante al asegurar que el impacto del arranque de cargas con alta demanda transitoria de reactivos puede ser mitigado a niveles seguros.
- Reducción del número de máquinas necesarias para resguardar la confiabilidad del suministro eléctrico de la operación: En muchos casos se tiene reserva rodante no solo para que el sistema pueda soportar la energización de cargas de alta capacidad, sino también para prevenir las consecuencias de la eventual salida de alguna de las unidades de generación.
- Aumento del factor de utilización y eficiencia de máquinas asociadas a la facilidad: Al operar con mayores factores de demanda individual se pueden lograr mayores niveles de eficiencia (kW generado por volumen de referencia de combustible).
- Reducción de oscilaciones interárea: Al reducirse la magnitud de las perturbaciones se reducen los niveles de oscilación interárea que se pueden inducir en sistemas

con varios centros de generación de energía.

- Operación de máquinas a un mayor factor de potencia: Desde el punto de vista térmico se puede mejorar la cargabilidad de los generadores, la cual puede ser particularmente crítica en sistemas con demanda involucrando factores de potencia por debajo de 0.8.
- Reducción de pérdidas asociadas al transporte de reactivos en la red de distribución de la facilidad: Cuando los sistemas de compensación se ubican cerca de las cargas o en los principales sub centros de distribución se reducen las solicitaciones sobre los barrajes y conductores principales de la red de distribución de energía de la locación.
- Disminución de costos de mantenimiento y de combustible: Al poder operar los equipos de generación con factores de demanda más altos los esfuerzos térmicos no son tan severos y se induce menor desgaste (la operación con baja carga genera desgaste particularmente alto en equipos reciprocantes) y la cantidad de combustible consumida a nivel global es más baja (como resultado de la operación con un factor de eficiencia más alto).
- Disminución del impacto de perturbaciones sobre cargas sensibles: Al ser más robusto el sistema hay menos posibilidad de que se presenten perturbaciones de voltaje que afecten las cargas sensibles existentes en él.
- Mitigación de problemas de calidad de potencia (armónicos, *dips*, *flicker*, etc.): La operación en tiempo real de la compensación permite eliminar completamente los fenómenos de calidad de potencia o reducir su severidad a niveles seguros.

Referencias

[1] P. Kundur, Power System Stability and Control, 1994.

[2] L. Grigsby, Power System Stability and Control, CRC Press, 2007.

John A. Sánchez R. Ingeniero eléctrico e ingeniero electrónico, magister en ingeniería eléctrica en el área de potencia de la Universidad de los Andes. Coordinador del área de ingeniería de proyectos en INESSMAN LTDA., en la ejecución de proyectos de ingeniería y consultoría para diversos clientes en los sectores petroquímico, industrial y energético.

David O. Niño B. Ingeniero eléctrico e ingeniero mecánico, magister en ingeniería eléctrica en el área de potencia de la Universidad de los Andes. Gerente técnico en INESSMAN LTDA., involucrado en la ejecución de proyectos de ingeniería y consultoría en mantenimiento para diversos clientes en los sectores petroquímico, industrial y energético.

John A. Sánchez R.
4162296 ext. 112
3167037361
Calle 25D No. 81a - 82
johnsanchez@inessman.com
Bogotá - Colombia

David O. Niño B.
4162296 ext. 120
3118103898
Calle 25D No. 81a - 82
davidnino@inessman.com
Bogotá - Colombia