

Revista Electrónica Nova Scientia

Transitorios electromecánicos en sistemas de
potencia industriales
Electromechanical transients in industrial power
systems

Héctor M. Sánchez García¹ y Jorge G. Calderón-Guizar²

¹Central Ciclo Combinado Centro, Departamento de Operación, Comisión Federal
de Electricidad, Huexca, Morelos

²Gerencia de Análisis de Redes, Instituto de Investigaciones Eléctricas,
Cuernavaca, Morelos

México

Jorge Guillermo Calderón-Guizar. E-mail: jcg@iie.org.mx

Resumen

Los estudios de estabilidad transitoria o transitorios electromecánicos son frecuentemente ignorados en el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia industriales, a pesar de que la información obtenida a partir de dichos estudios resulta fundamental para entender el comportamiento dinámico de sistemas eléctricos de potencia de cualquier tipo, así como para identificar la necesidad de acciones correctivas y evaluar su efectividad sobre la seguridad operativa del sistema eléctrico. En este artículo se analiza el comportamiento dinámico de un sistema de potencia industrial con generación propia, interconectado a la red pública del sistema de transmisión, al ocurrir una falla en el transformador de interconexión entre ambos sistemas. El análisis reportado en el presente trabajo resultó ser una parte fundamental para entender el porqué de la actuación de las protecciones de baja y alta frecuencia de los generadores y en consecuencia el colapso total del sistema industrial.

Palabras clave: Transitorios electromecánicos, estabilidad transitoria, sistemas eléctricos de potencia industriales, corte de carga

Recepción: 10-05-2015

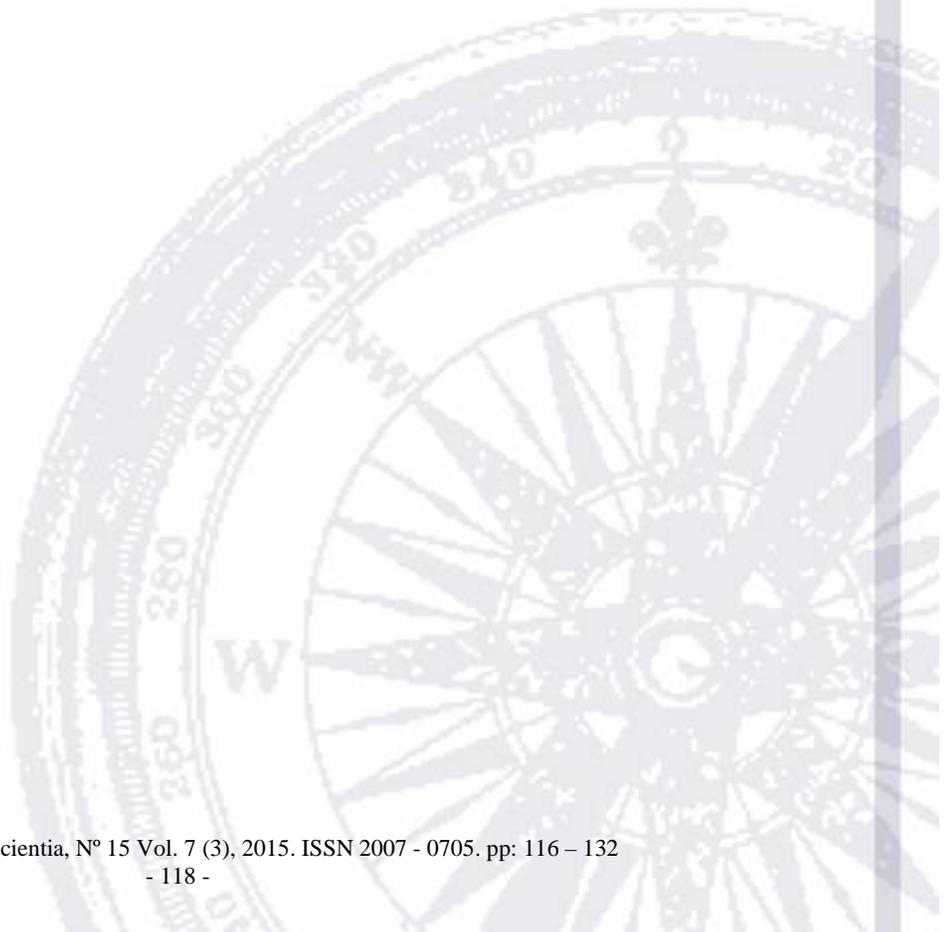
Aceptación: 24-08-2015

Abstract

Although, electromechanical transients or transient stability studies are fundamental for the understanding of the dynamical behavior of electrical power systems, this type of studies are usually ignored when dealing with industrial power systems. Analysis of this type of studies is a valuable source of information for determining the need for corrective actions with the aim of improving the overall system's performance. In this paper, the dynamic behavior of an industrial power system with on-site generation and interconnected with transmission system of the public utility, following the fault occurrence on the interconnection transformer, is analyzed. The analysis of the study case reported in this paper was fundamental for the understanding of the proper

operation of the lower- and over-speed protection devices of the system generators and the total collapse of the industrial system as well.

Keywords: Electromechanical transients, transient stability, industrial power systems, load shedding



Introducción

Los sistemas eléctricos de las refinerías de petróleo, plantas petroquímicas o plantas cementeras son algunos ejemplos representativos de sistemas de potencia industriales (Watanabe, 2009, 1). En México, los sistemas eléctricos de potencia de los complejos de refinación fueron diseñados para operar en forma aislada de la red de transmisión, con una capacidad de generación propia equivalente al doble de la carga del complejo a fin de mantener la continuidad en el servicio (Rosales, 2000, 42). La integración de nuevos procesos en este tipo de complejos industriales provoca un incremento en las necesidades de diferentes tipos de energía que deben ser satisfechas de alguna manera. Como consecuencia de los cambios en la legislación de la industria eléctrica, los complejos industriales con generación propia han optado por satisfacer sus cada vez mayores necesidades de energía incrementado en forma considerable su capacidad de generación propia, ya que los excedentes de energía pueden ser vendidos, (Paine, 2002, 1), a las compañías comercializadoras de energía eléctrica. Lo cual implica la interconexión de este tipo de sistemas de potencia, diseñados inicialmente para operar en forma aislada con la red de transmisión de la compañía suministradora. Como consecuencia de esta tendencia, los estudios de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia industriales resultan esenciales y no deben ser ignorados al evaluar la influencia, ya sea de la generación adicional en el sistema industrial o de la interconexión con la red de transmisión, en el comportamiento del sistema eléctrico del complejo industrial IEEE (1997).

El análisis de transitorios electromecánicos de un sistema eléctrico de potencia puede estudiarse empleando técnicas de análisis tanto en el dominio de la frecuencia como en el dominio del tiempo. Cada una de estas alternativas presenta sus propias ventajas y desventajas, por lo que una elección adecuada es fundamental para alcanzar los objetivos del estudio. El análisis en el dominio de la frecuencia permite determinar los modos de oscilación críticos a través del cálculo de los eigenvalores del modelo lineal del sistema de potencia. A través de los eigen-vectores y factores de participación asociados a cada eigenvalor, se pueden determinar índices de sensibilidad para determinar las ubicaciones más efectivas de control de los modos de oscilación críticos. El cálculo, de los eigenvalores y eigenvectores es computacionalmente demandante, por lo que el cálculo de todos los modos de oscilación en sistemas de potencia frecuentemente está limitado por la dimensión del sistema y el tiempo de computación. Por lo que comúnmente se usa un sistema equivalente simplificado para analizar los modos de oscilación potenciales (Lee, 1995,

1). La aplicación de este tipo de análisis es común en sistemas eléctricos interconectados de gran escala para determinar la posible interacción negativa de los controles de los generadores ante la ocurrencia de disturbios de magnitud pequeña, como son las variaciones normales de carga y generación a que un sistema eléctrico de potencia está expuesto durante su operación diaria (Calderón, 2012, 1). En sistemas eléctricos de potencia industriales con las características como el considerado (generadores de capacidad inferior a los 50 MW) este tipo de estudio no es de relevación alguna.

Por otro lado, el análisis en el dominio del tiempo permite considerar las no-linealidades del sistema, determinar la respuesta del sistema completo y verificar que se mantengan las características fundamentales del sistema cuando este se reduce a un equivalente. Este análisis permite también evaluar la efectividad de los sistemas de control ante la ocurrencia de disturbios severos. Sin embargo, el análisis en el dominio del tiempo, no permite distinguir un modo de oscilación individual y determinar donde instalar una señal de control auxiliar para mejorar el amortiguamiento del sistema. Luego entonces, para tener un conocimiento detallado del comportamiento del sistema, se recomienda utilizar ambos análisis en la investigación del fenómeno de oscilaciones de baja frecuencia (Lee, 1995, 1).

El estudio de estabilidad transitoria además de ser fundamental para realizar evaluaciones de protecciones por alta o baja frecuencia, alto o bajo voltaje y sobrecorrientes cuando se presentan fallas severas. Durante el desarrollo de un estudio de estabilidad transitoria, se debe entender el desarrollo del evento en cuestión: condición inicial o de prefalla, condición de falla y condición final o de postfalla, ya que una misma falla en un mismo lugar, puede tener repercusiones diferentes dependiendo del estado inicial del sistema.

Configuraciones típicas en sistemas eléctricos de potencia industriales.

La interconexión entre sistemas eléctricos de gran escala generalmente se hace a través de sus líneas de transmisión. En el caso de la interconexión de un sistema de potencia pequeño, como es el caso de los sistemas industriales asociados con industrias químicas o plantas de procesamiento de acero, los cuales incluyen no solamente cargas sino también generadores y redes (Saccomanno, 2003), existen dos configuraciones básicas comúnmente usadas para conectar los generadores al sistema de potencia; la conexión directa y la conexión con transformador común, como se muestra en la figura 1 (Mozina, 1995). La figura 1 a) muestra el diagrama unifilar para

una conexión directa de los generadores al sistema de potencia. Los generadores se conectan al bus de carga sin pasar por una transformación de voltaje. Los generadores suministran potencia directamente a las cargas. Este tipo de conexión se usa en la industria para la conexión de generadores cuando son de capacidad pequeña. La figura 1 b) muestra el diagrama unifilar de una conexión de generadores en paralelo al sistema de potencia a través de un transformador elevador común. La mayoría de los generadores de gran capacidad que se conectan de esta manera al sistema de potencia lo hacen a través de un transformador elevador con conexión delta-estrella (Mozina, 1995).

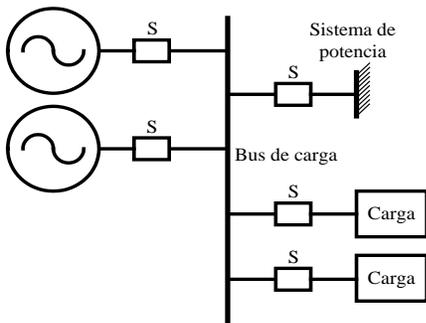


Fig. 1.a Conexión directa

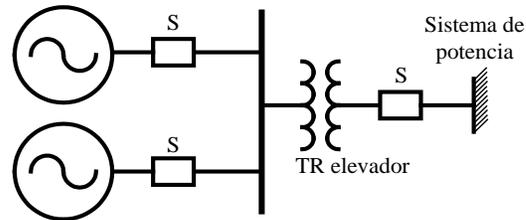


Fig. 1.b Conexión con transformador común

Figura 1. Conexiones típicas de generadores en sistemas de potencia industriales

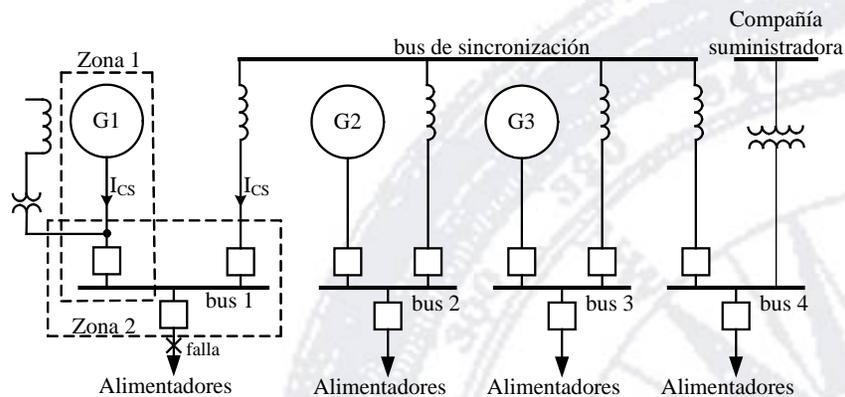


Figura 2. Configuración típica de un sistema eléctrico de potencia industrial.

Los buses principales están interconectados a través del bus de sincronización y todos los generadores están conectados para operar en paralelo durante condiciones normales. Una aplicación repentina de carga o arranque de un motor grande, normalmente no causa una caída

excesiva de voltaje. Una falla de corto circuito cerca del bus 1, como se muestra en la figura 2, causa una corriente de falla que fluye de las dos fuentes, una del generador y otra del bus de sincronización (Reddy, 1992).

Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia

El problema de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia se remonta a la década de los años 1920s (Kundur, 1994). En esos años el reto principal era el garantizar un comportamiento confiable del sistema eléctrico de potencia al transmitir grandes volúmenes de generación a través de grandes distancias a los centros de consumo (Fortescue, 1925, 984) para lo cual se utilizaban métodos de análisis bastante simplificados. Con la aparición de la computadora digital en la década de los años 1950s, fue posible el uso de modelos y técnicas de solución más sofisticadas para el evaluar tanto en comportamiento en estado estable como transitorio de los sistemas eléctricos de potencia (Stagg, 1968) (Kundur, 1994). A partir de entonces el problema de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia de gran escala ha recibido una atención considerable (Kundur P, 2004). Por otro lado en el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia industriales con generación propia, aún y cuando se reconoce que el conocimiento del comportamiento dinámico ante la ocurrencia de disturbios severos (fallas en el sistema de distribución del sistema industrial, pérdida de generación propia, etc.) resulta fundamental para entender la operación del sistema durante y después de haber liberado el disturbio (Hoan, 1986), este tipo de estudios usualmente han sido ignorados por diversas razones (Dunki-Jacobs, 1994) (Smith, 2007). Lo cual ha dado como resultado que a pesar de existir un gran número de publicaciones técnicas dedicadas al problema de estabilidad transitoria en sistemas de potencia, existe realmente poco material reportado sobre la aplicación de este tipo de estudios en sistemas eléctricos industriales con generación propia operando de manera aislada o interconectados con la compañía suministradora de energía.

La estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia puede ser definida como la habilidad del sistema para permanecer en sincronismo cuando experimenta la ocurrencia de un disturbio severo, (Kundur, 1994), los estudios de estabilidad transitoria tienen como objetivo fundamental el determinar la respuesta dinámica del sistema durante y después de la ocurrencia de un “gran disturbio”. En el caso de los sistemas de potencia industriales el objetivo de este tipo de estudios es el evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante la ocurrencia de disturbios tales como;

corto circuitos en su red de distribución, pérdida súbita de grandes volúmenes de carga, pérdida de generación propia, en el caso de sistema interconectados con la red de transmisión además de los eventos antes mencionados, resultan también de interés la pérdida de la interconexión con la red de transmisión y fallas en la red de transmisión eléctricamente cercanas al punto de interconexión, con el propósito de implementar acciones que permitan en lo posible mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica demandado por los diferentes procesos del complejo industrial.

El problema de estabilidad transitoria, involucra el análisis de oscilaciones electromecánicas inherentes al sistema eléctrico de potencia, por lo que la manera en que las variaciones en la potencia de salida de los generadores ante cambios en el ángulo de sus rotores es fundamental. En estado “estable” existe un equilibrio entre los pares mecánico y electromagnético de cada generador por lo que su velocidad permanece constante. Cuando se presenta un disturbio, este equilibrio se pierde y se presentan aceleraciones y desaceleraciones de los rotores de los generadores. Esto es, si un generador gira más rápido que otro, la posición angular relativa de éste con respecto al “lento” se incrementará, esta diferencia angular provoca que parte de la carga del generador “lento” sea transferida al más rápido conforme a su relación “potencia – ángulo”. Esta transferencia de carga tiende a “frenar” al generador rápido reduciendo la diferencia de velocidades entre ambos y por consiguiente la correspondiente diferencia angular.

La figura 3 muestra la representación gráfica de relación “potencia – ángulo” de un generador y de ella se deduce fácilmente que después de cierto límite, un incremento de la diferencia angular provocará una reducción en la potencia de salida, que a su vez causará que la diferencia angular continúe incrementándose, lo cual conducirá a una condición de inestabilidad. Para una condición de operación dada, la estabilidad del SEP depende de si los pares “restauradores” causados por las desviaciones de las posiciones angulares de los rotores son “suficientes o no”.

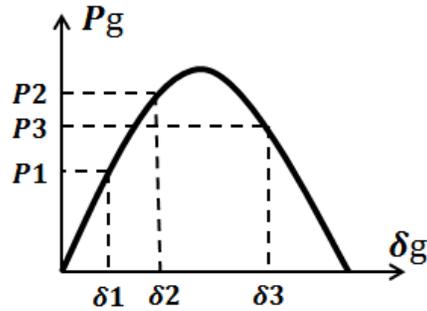


Figura 3. Relación potencia – ángulo

El problema de estabilidad transitoria se formula matemáticamente por un conjunto de ecuaciones diferenciales y otro conjunto de ecuaciones algebraicas. Las ecuaciones diferenciales describen la dinámica de los generadores y sus controles (sistema de excitación y sistema gobernador de velocidad turbina), así como las cargas de naturaleza dinámica. Mientras que las ecuaciones algebraicas describen el comportamiento de los sistemas de transmisión y distribución al que se encuentran conectados los generadores y las cargas cuya dinámica puede ser ignorada (como sistemas de iluminación, calefactores, equipo de oficina). Usualmente los resultados de un estudio de estabilidad transitoria se obtienen resolviendo en el dominio del tiempo los sistemas de ecuaciones diferenciales y algebraicas representado por las ecuaciones 1 y 2.

$$\dot{x} = f(x,y) \quad (1)$$

$$0 = g(x,y) \quad (2)$$

Donde “x” representa al vector de las variables de los generadores y sus controles (ángulo del rotor, velocidad de los rotores, voltaje de excitación, potencia mecánica, etc.), así como a las de las cargas de naturaleza dinámica (motores de inducción). Mientras que “y” representa al vector de los voltajes y las corrientes en los nodos de los sistemas de transmisión y distribución.

Caso de estudio

El caso de estudio corresponde a un evento que se presentó en el año 2011 en el sistema eléctrico de una refinera y que causó el colapso total del complejo industrial. El sistema eléctrico de la refinera (SR) se interconecta a la compañía suministradora (CS) a través de dos enlaces en 115kV, como se indica en la figura 4.

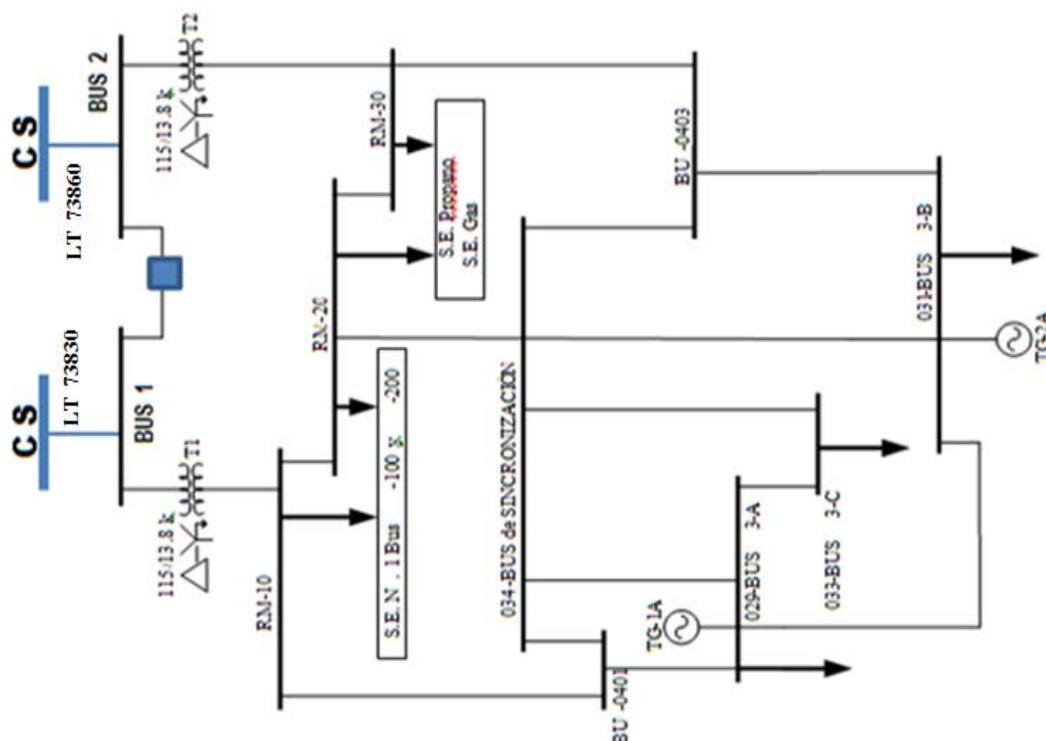


Figura 4. Diagrama unifilar simplificado del sistema de potencia industrial

La figura 4, es una representación bastante simplificada de del sistema eléctrico bajo estudio, cuyo sistema de distribución esta constituido por 857 nodos, 1137 ramas (transformadores y cables) y 520 motores de inducción de diversas capacidades, constituyendo aproximadamente el 85% de la demanda de la refinería.

Existe un enlace entre los buses 1 y 2 que une los dos puntos de conexión con la CS, el sistema continúa con una reducción del nivel de voltaje con los transformadores T1 y T2, los cuales reducen de 115kV a 13.8kV para alimentar a los servicios del complejo. El sistema cuenta con generación propia con dos generadores, uno conectado en el bus 029-BUS PE3-A y el otro en 031-BUS PE3-B. El evento a simular se presentó de la siguiente manera; inicialmente ocurrieron una falla de línea a tierra en el lado de alta tensión del transformador T2, la cual no fue liberada por los sistemas de protección y evolucionó a una falla entre líneas, que tampoco fue liberada, para finalmente evolucionar a una falla trifásica la cual fue liberada al poner fuera de servicio dicho transformador. La condición de operación del sistema eléctrico de la refinería antes de que ocurriera el evento puede resumirse de la siguiente manera; la generación propia de la refinería era de 35,000 kW, cada uno de los generadores entregaba 17,500 kW, la compañía suministradora proporcionaba al sistema de la refinería 3,080 kW a través de la línea 73830 y

4,375 kW a través de la línea 73860 con lo cual se satisfacía la demanda total de la refinera de aproximadamente de 42,200 kW. Por cuestiones de extracción de vapor para otros procesos dentro de la refinera los generadores están derrateados a 21 MW a pesar de que su capacidad nominal es de 40 MW. Para propósitos del estudio cada uno de los generadores de la refinera se representó por un modelo de sexto orden (Kundur, 1994) representando los fenómenos transitorios y subtransitorios en el rotor del generador. Mientras que los diferentes motores de inducción con capacidad mayor o igual a los 750 HP la parte eléctrica se representó por el modelo de doble-jaula de ardilla y las características de la carga mecánica se representó utilizando un modelo polinomial como el indicado por la ecuación (3).

$$T = A_0 + A_1w + A_2w^2 + A_3w^3 \quad (3)$$

Donde “ T ” representa el par de la carga que mueve el motor, “ w ” es la velocidad rotacional de la carga en por unidad y A_0 , A_1 , A_2 y A_3 son coeficientes que permiten al modelo matemático representar el comportamiento de la carga en función de su velocidad de rotación. En cuanto a los parámetros del sistema de excitación, se consideraron tres valores para la ganancia “ G ” del regulador de voltaje $G=125$, $G=220$ y $G=50$.

Tabla 1. Secuencia de tiempos de las fallas simuladas

Descripción	Tiempo (segundos)
Ocorre falla línea a tierra	0.5000
La falla inicial evoluciona a una entre líneas	0.6570
La falla entre líneas evoluciona a una trifásica	0.8444
Se libera la falla trifásica poniendo fuera de servicio T2	1.5684

En la figura 5 se muestra el diagrama de bloques del sistema de control de excitación empleado en los generadores TG-1A y TG-2A, este sistema de control consta de una etapa de reducción de la ganancia transitoria y un bloque amplificador del regulador de voltaje con acción de control proporcional y saturación para limitar el voltaje E_{fd} aplicado al devanado de campo de los generadores. En la figura 6 se muestra el diagrama de bloques del control de velocidad empleado en los dos generadores, el modelo de control cuenta con una saturación tipo windup para limitar la potencia mecánica de la flecha. El modelo dinámico empleado en los generadores es un

modelo detallado de generador de polos lisos, el cual se encuentra disponible en el software que se utilizó para realizar las simulaciones, (SKM Power Tools, 2006).

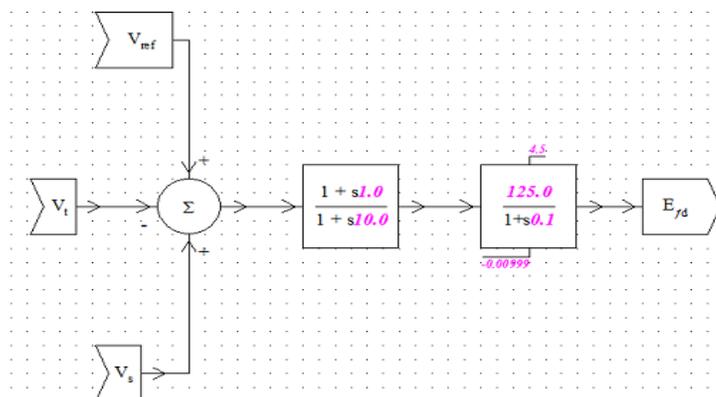


Figura 5. Representación en diagrama de bloques del control de la excitación.

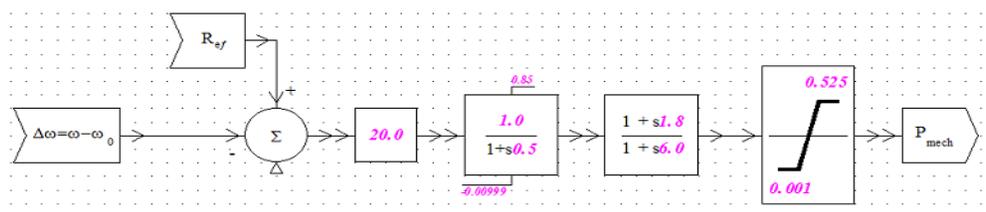


Figura 6. Representación en diagrama de bloques del control de velocidad.

Resultados

Todas las simulaciones cuyos resultados se presentan a continuación, fueron obtenidos utilizando un software comercial ampliamente utilizado en el análisis de los diferentes estudios eléctricos en sistemas eléctricos de potencia industriales (SKM Power Tools, 2006).

Los resultados de la simulación se muestran en las siguientes gráficas, las cuales describen el comportamiento de las principales variables para evaluar la estabilidad del sistema, en todas ellas las etiquetas Enero 12_10, Enero 12_11 y Enero 12_12 están asociadas a los valores de la ganancia proporcional $G=125$, $G=220$ y $G=50$ respectivamente.

Las figuras 7, 8, 9 y 10 muestran el comportamiento dinámico de la potencia eléctrica (real), potencia mecánica (en la flecha) en el generador TG-1 A, la frecuencia eléctrica en el bus de sincronización y el voltaje en terminales del generador TG-1 A, respectivamente. El comportamiento mostrado por estas variables indica que a partir del momento en que se libera la

falla poniendo fuera de servicio el transformador T2 del sistema, se producen drásticas variaciones en la potencia que el generador entrega al sistema, en la frecuencia del mismo y en el voltaje en terminales del generador TG-1, sin importar el valor que se haya asociado a la ganancia “G” del regulador de voltaje.

En la figura 8 se muestra el comportamiento de la potencia mecánica en la flecha, se puede observar que cuando la oscilación llega a los 21 MW, el control limita la potencia de la flecha. Cuando una variable de control llega a su límite permitido (saturación), mientras esté saturada no se tiene acción de control ya que el valor lo determina dicho límite, por esta razón, cuando la potencia mecánica esta a su tope de 21 MW no se tiene el soporte necesario de regulación y es por esto que la frecuencia llega a valores inferiores a los 58 Hz después de que se ha liberado la falla, como se muestra en la figura 9.

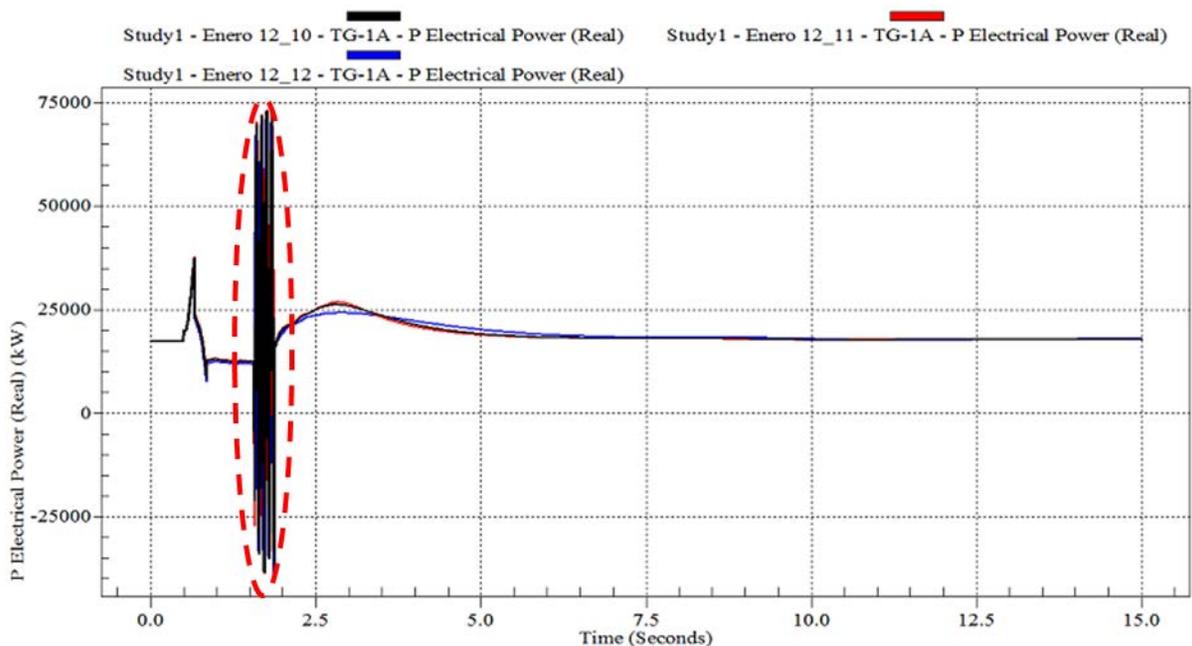


Figura 7. Potencia eléctrica asociadas con el generador TG-1 A.

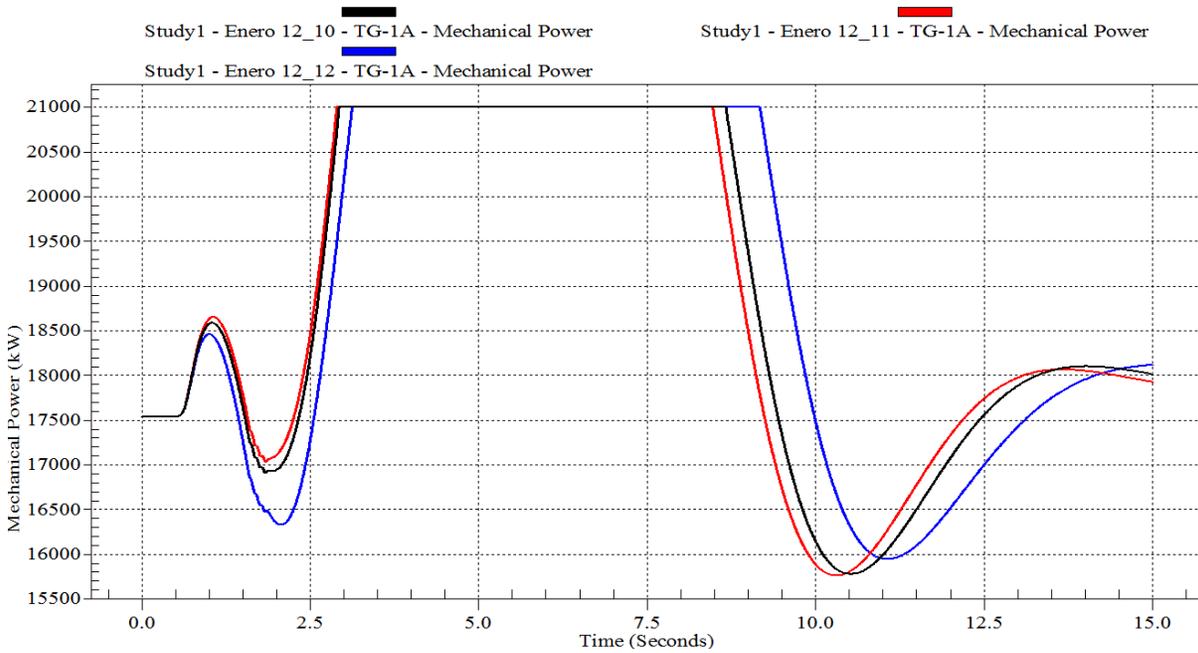


Figura 8. Potencia mecánica en la flecha asociada con el generador TG-1 A.

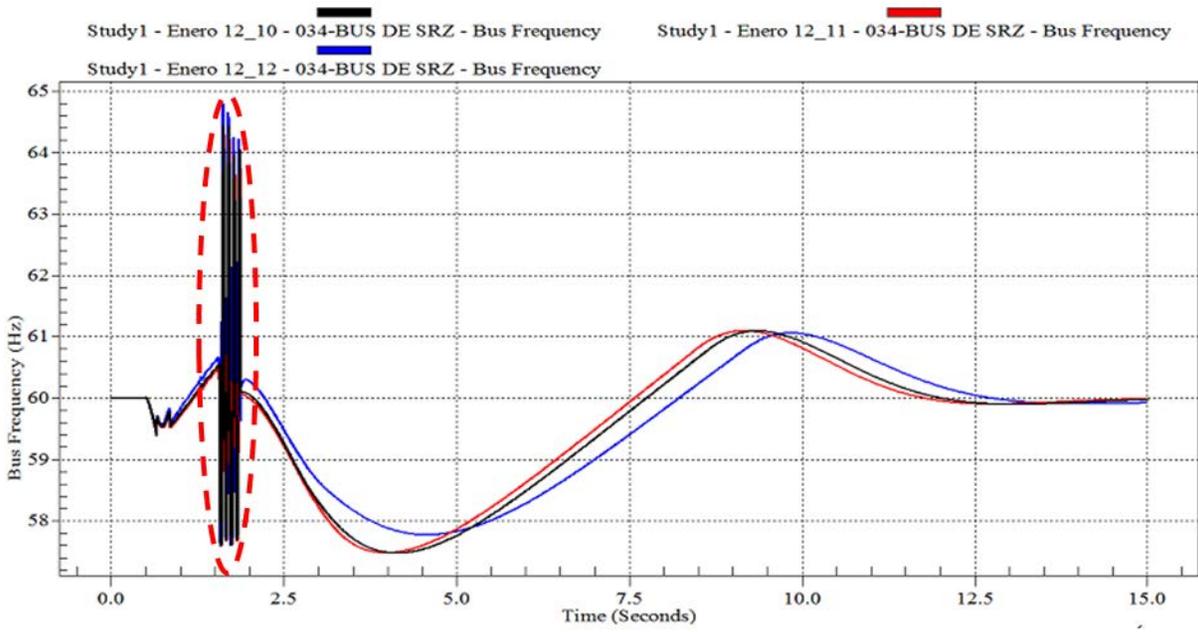


Figura 9. Frecuencia en el bus de sincronización.

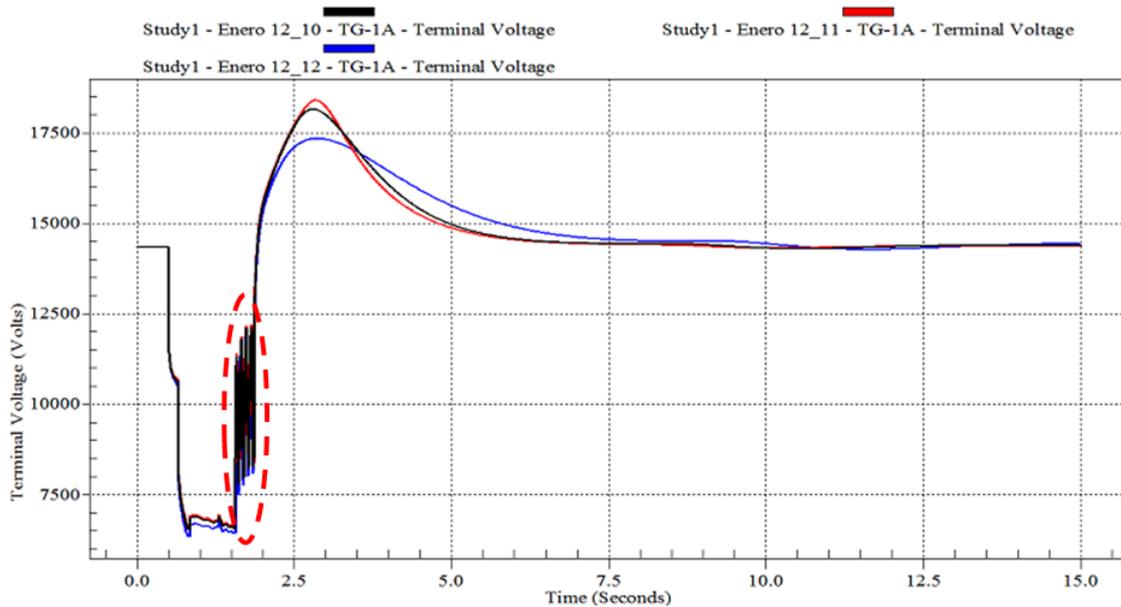


Figura 10. Voltaje en terminales del generador TG-1 A.

Analizando los valores asociados con la frecuencia del sistema, se deduce fácilmente que inmediatamente después de haber liberado la falla, sus valores oscilaron entre 57.5 Hz y 64.5 Hz aproximadamente. Teniendo en cuenta que los generadores de la refinera tenían activadas sus protecciones de baja (58 Hz disparo instantáneo de la unidad) y alta frecuencia (62 Hz disparo instantáneo de la unidad), se puede inferir que ambas unidades del sistema eléctrico de la refinera fueron disparadas por sus protecciones de baja/alta frecuencia quedando el sistema eléctrico de la refinera sin generación propia lo cual ocasiona de manera inminente el colapso total del sistema eléctrico de la refinera. Se puede inferir también, del comportamiento de dichas variables que si las protecciones de baja/alta frecuencia de los generadores hubieran estado inhibidas, el sistema podría haber sobrevivido a la falla, sin embargo es muy posible la actuación de alguna otra protección, como pudiera ser la de bajo voltaje causando probablemente un colapso parcial del sistema al realizar la desconexión de algunas cargas.

Conclusiones

En este trabajo se presentaron los resultados de un análisis de estabilidad transitoria o transitorios electromecánicos de un sistema eléctrico de potencia de un sistema industrial con generación propia. El problema principal observado en el estudio de estabilidad transitoria en el sistema

eléctrico de la refinería son las depresiones de voltaje y frecuencia ante la ocurrencia de la falla, bajo las cuales las protecciones deben actuar correctamente.

El caso de estudio reportado, representa una situación real y los resultados obtenidos permitieron validar la correcta operación de las protecciones de baja/alta frecuencia de los generadores del complejo industrial una vez que la falla fue liberada.

Los resultados mostrados en este artículo, permiten resaltar las ventajas de los estudios de estabilidad transitoria en sistemas electricos industriales con generación propia, ya que además de permitir validar la correcta operación de algunas protecciones, su información puede ser utilizada tanto para inferir la condición de operación del sistema después de haber ocurrido un disturbio como para determinar que acciones correctivas o preventivas llevar a cabo con el fin de mantener una operación segura del sistema independientemente de si opera o no interconectado con la red de transmisión de la compañía suministradora de energía.

Referencias

Kundur, Prabha. (1994). Power System Stability and Control, Cap 2, Mc Graw Hill.

Lee, Wei J., Chen, Mo S., Gim, J., Yoshimura, K. y Wang, S. (1995). Dynamic Stability Analysis of an Industrial Power System. IEEE Transactions on Industrial Applications, 31 (4), 675-681.

Mozina, Charles J. (1995). IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Section 1 Fundamentals. Sponsored by The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee.

Paine, David M. (2002). Increasing the Electrical Output of a Cogeneration Plant, IEEE Trans. On Industry Applications, 38 (3), 726-735.

Rosales Sedano, I., López Velázquez, Juan J., García Paredes, J., Robles Pimentel, E., García Álvarez, D. y Guzmán Camacho B. (2000). Interconexión de centros industriales con la red eléctrica del servicio público. Boletín IIE, 24 (1): 42-48.

Reddy, S. y Schaefer, R. (1992). Application of Excitation Systems to Generators in the Pulp and Paper Industry. Ponencia presentada en The Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference.

Saccomanno, Fabio. (2003). Electric Power Systems Analysis and Control. Cap 5, IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-Interscience.

Watanabe, M., Ueno, Y., Mitani, Y., Iki, H., Uriu, Y. y Urano Y. (2009). A dynamic model for customer's gas turbine generator in industrial power systems. Ponencia presentada en IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control, Tampere, Finland.

Carderón-Guizar J. G. (2012). Placement of PMUs for tracking inter-area modes in the Mexican System. Ponencia presentada en Transmission and Distribution Latin America Conference and Exposition, Montevideo, Uruguay.

Fortescue C. L. (1925) Transmission Stability Analytical Discussion and Some Factors Entering into the Problem, Journal of the AIEEE, XLIV, 984-1003.

Stagg G. W. and Ahmed E. A (1968) Computer Methods in Power System Analysis, Capítulo 1, Mc Graw Hill.

Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Andersson G., Bose A., Cañizares C., Hatzargyuiou N., Hill D., Stainkovic A., Taylor C., Van Cutsem T. and Vittal V. (2004) Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power System, 19 (3): 1-15

Hoan W. T. and Chow M. (1986) Transient Stability Analysis for Sohio Prudhoe Bay Emergency Power System, IEEE Transactions on Industry Applications, 22 (3): 430-434.

Dunki-Jacobs J. R. and Davis C. E. (1994) An argument and Procedure for conceptual Power System Design Studies, IEEE Transactions on Industry Applications, 30 (2): 253-261.

Smith T. P. (2007) Power System Studies for Cement Plants, IEEE Industry Applications Magazine, 13 (4): 56-65

SKM Power Tools, 2006. Electrical Engineering Software. Version 6.5.1. SKM system analysis. Manhattan Beach, CA , USA 2006.