

Análisis de la estabilidad transitoria de un sistema de generación y transmisión de energía eléctrica. caso: Electricidad de Valencia–Corpoelec.

Eva Monagas*, Bincer Palacios, Milady Rueda

Departamento de Potencia, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Carabobo

Resumen.-

Esta investigación aplicada a la industria eléctrica tiene como finalidad revisar las condiciones de estabilidad del sistema de potencia de una importante empresa distribuidora de la región central del país, para evaluar las condiciones que permiten a ese sistema mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado estable de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación. El análisis se realiza dadas las modificaciones en la configuración del sistema debido al crecimiento y, también, por expansiones futuras previstas, y se fundamenta en el análisis de los resultados obtenidos con la herramienta computacional Neplan Electricity®.

Palabras clave: sistemas de potencia, crecimiento, estabilidad transitoria, sincronismo.

Transient stability analysis of a generation and transmission of electricity. case: Electricidad de Valencia–Corpoelec

Abstract.-

This research concerns the electrical Industry. Its purpose is to study the stability variables of the distribution system of an important electrical power company located in the central region of the country, in order to estimate the values of these variables which are necessary to keep the system operating in steady state under normal conditions and to get the system back to steady state after a transient disturbance. The analysis takes into account growth caused modifications of the system and its projected expansions. It is based on results obtained from Neplan Electricity® computational tool

Keywords: power systems, growth, transitory stability, synchronism.

Recibido: 03 enero 2010

Aceptado: 09 septiembre 2010

1. INTRODUCCIÓN

Para introducir el tema de la estabilidad en sistemas de energía eléctrica debe distinguirse que el problema de estabilidad puede darse por: a) estabilidad de ángulo, que analiza la capacidad del

sistema de mantener los generadores en sincronismo tras una perturbación, y b) la estabilidad de tensiones que analiza la capacidad de mantener las tensiones en niveles aceptables [1].

La estabilidad de ángulo también se clasifica en estabilidad de régimen permanente, estabilidad transitoria y estabilidad dinámica.

La capacidad de recuperar el sincronismo tras perturbaciones pequeñas y graduales como las variaciones en la potencia demandada es la estabilidad en régimen permanente. La capacidad para recuperar la frecuencia síncrona y la evolución

*Autor para correspondencia

Correo-e: emonagas@uc.edu.ve (Eva Monagas)

del ángulo de la potencia durante la primera oscilación (1seg.) tras perturbaciones mayores como cortocircuitos, desconexión o conexión de cargas significativas. La estabilidad dinámica comprende el estudio de varias oscilaciones y requiere considerar los modelos reguladores de las turbinas, de los sistemas de excitación y de la máquina síncrona.

Mediante entrevistas y reuniones con el departamento de Planificación del Sistema de la empresa caso estudio se acordó evaluar condiciones clasificadas en la estabilidad transitoria tales como: cortocircuitos trifásicos a tierra no mayores a una duración de diez ciclos, pérdida de generación (salida del sistema de alguna de las máquinas sincrónicas), pérdida de grandes cantidades de carga, crecimiento previsto y evaluar las medidas para llevar al sistema, después de estos sucesos, a un estado estable seguro.

Esta decisión también se fundamentó en que el último estudio realizado para el sistema [2] tenía más de diez años y no estaba actualizado a las expansiones realizadas y previstas.

Esta investigación comprende expansiones previstas en cuatro años a partir del año 2009 [3]. En este caso, se toman en consideración los distintos cambios de configuración en el sistema a consecuencia de futuras ampliaciones de la red, el incremento en la demanda y por consiguiente de la carga derivado del crecimiento poblacional, industrial, comercial, etc.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTABILIDAD

La estabilidad de un sistema queda gobernada por la interacción de fuerzas que lo sacan del equilibrio y las fuerzas restauradoras que tratan de volverlo al estado de equilibrio inicial [4].

Un sistema se mantiene estable en la medida que sus máquinas son capaces de mantenerse en sincronismo. El problema de estabilidad consiste en mantener en sincronismo el conjunto de generadores y motores de la red [5]. Los conceptos básicos para el análisis de estado son [4]

1. Estado de un sistema. Representa la cantidad mínima de información del sistema que se

requiere para conocer en un instante inicial para determinar el comportamiento futuro del mismo.

2. Variables de estado en sistemas de potencia. Las variables para describir el sistema de potencia son tensión y ángulo en barras o nodos del sistema.
3. Variables independientes, de control o entradas. Para sistemas de potencia corresponden a las potencias entregadas por la turbinas, tensión en generadores, referencias de lazos de control, etc.
4. Variables de salida. Son expresadas en función de las variables de control o entradas.
5. Parámetros del sistema. Son los valores que determinan la estructura del sistema tales como admitancias de los equipos, límites de operación, las admitancias permanentes, transitorias y subtransitorias de los generadores, razón de transformación de los transformadores, constantes de tiempo de reguladores, los retardos de operación, etc.
6. Sistema. Es aquel que puede ser representado por un conjunto de "n" ecuaciones diferenciales de primer orden lineales o no definidos por la topología de la red.
7. El sistema será autónomo si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo.
8. Punto de equilibrio. Es aquel en el que todas las derivadas valen simultáneamente cero por lo que el sistema está en equilibrio.

3. METODOLOGÍA.

Para realizar el estudio de la estabilidad transitoria se identificaron las variables del sistema las cuales fueron suministradas por la empresa caso estudio y con los cuales se conformaron dos secciones de datos de acuerdo a la Tabla 1.

La sección A compiló los datos del sistema eléctrico de potencia en análisis mientras que la

Tabla 1: Datos del estudio

Sección	Tipos de datos
A	Datos del sistema eléctrico actual: transformadores de potencia, líneas de transmisión, parque de generación, datos del equivalente de red, demanda eléctrica, ajustes de los gobernadores, modelos de excitación y regulación de voltaje.
B	Delimitaciones del sistema eléctrico para los años 2009, 2010, 2011, 2012: Unifilares con expansiones y cargas previstas.

sección B de datos compilados comprende las expansiones y crecimiento previsto del sistema en cuatro años.

En los casos donde no se lograron obtener los datos para las máquinas sincrónicas se aplicó los valores típicos recomendados por la norma IEEE Std 141-1993 [6].

Con los datos indicados se conformaron e identificaron los parámetros del sistema, el estado del sistema, las variables de estado y las variables independientes. Estos datos se resumen en el diagrama de planificación de la Figura 1.

Se conformó la matriz y se determinaron las condiciones de flujo de carga con la herramienta computacional Neplan Electricity®. Para el estudio realizado se empleó el método de Newton Raphson Extendido (NRE) ya que ofrece la ventaja adicional de suministrar las características nuevas de Control de Área/Zona [7], [8].

En la topología del sistema se conformaron dieciocho (18) barras o nodos debido a limitaciones del software Neplan Electricity® para licencias educativas.

Los nodos fueron asignados considerando obtener información de puntos clave del sistema eléctrico tales como las subestaciones Castillito, Planta Castillito, Naguanagua, Universidad, San Diego, Los Guayos, Planta del Este, Camoruco, Reserva, Centro, Guataparo y Quizanda.

Respecto a los límites permisibles por niveles de tensión se fijan variaciones máximas de 5.21 % para 13.800 V, 5.82 % para líneas con tensión de 34.500 V, y 5.21 % para líneas con tensión de

115.000 V.

Se considera que existirá estabilidad de frecuencia si se mantiene la frecuencia constante con un rango nominal seguido a una perturbación. La inestabilidad que puede resultar aparece en la forma de ligeros cambios de valor de la frecuencia de las unidades de generación y/o carga y se considerará inestable cuando los cambios sean superiores a 1 Hz lo que corresponde a una variación porcentual de 1,6 %.

Con estos resultados y la misma herramienta, se realizó el análisis de estabilidad transitoria. El análisis de estabilidad se aplica utilizando el método de simulación el cual requiere resolver simultáneamente las ecuaciones algebraicas de la red y las ecuaciones del sistema de los elementos dinámicos, en cualquier punto en el tiempo donde la ecuación matricial de la red eléctrica se obtiene de la siguiente forma, donde u son los voltajes, y Y_N es la Matriz Admitancias

$$u = Y_N^{-1} \times i. \quad (1)$$

Las corrientes de nodo de entrada i son las variables de salida de las ecuaciones del sistema de los elementos dinámicos, y en la mayoría de los casos, dependen del voltaje. Las corrientes de nodo también se producen por cargas que no representan una impedancia pura y simple, y también dependen del voltaje. Así, la ecuación matricial de la red eléctrica no es lineal y se debe resolver mediante métodos iterativos.

Para evitar un trabajo computacional excesivo, las ecuaciones del sistema se dividen en subsistemas de orden hasta tres (3) o cuatro (4) [9]. Los subsistemas se resuelven consecutivamente, bloque a bloque, llegando de esta forma a la solución de la totalidad de todas las ecuaciones del sistema en el proceso de solución iterativa. El proceso de solución iterativa se resume a continuación:

- Comienza con un flujo de carga inicial o con el resultado del último paso de integración, y estima las variables de entrada para el final del intervalo.
- Resuelve las ecuaciones del sistema para los elementos dinámicos y las cargas que

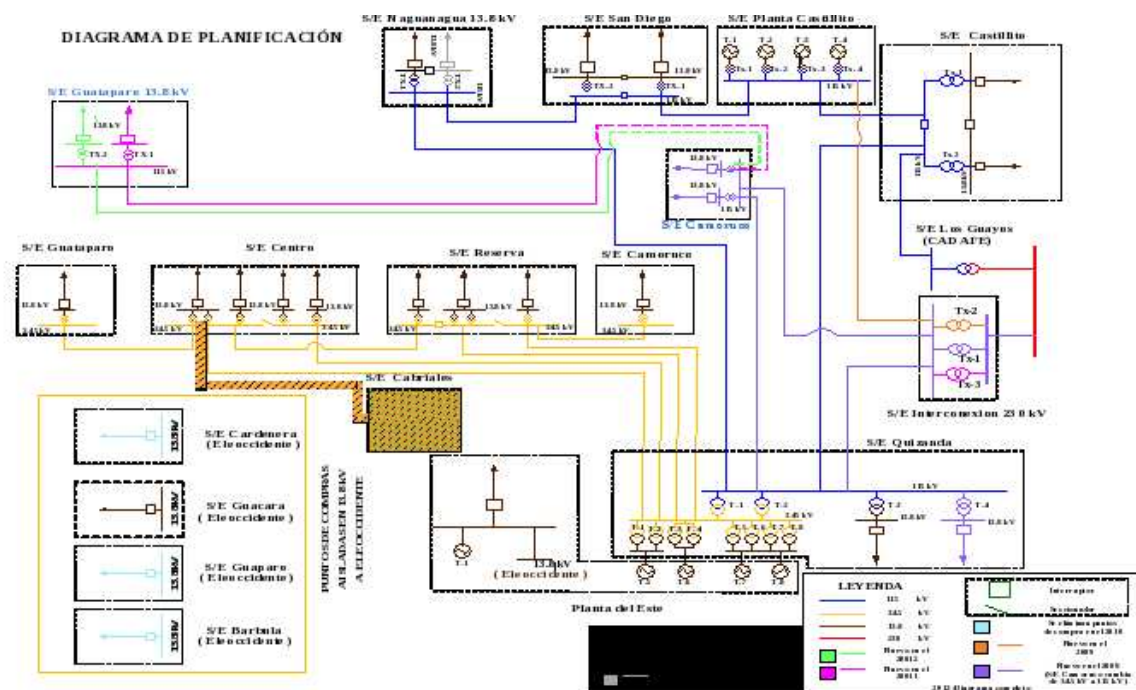


Figura 1: Diagrama de Planificación 2009-2012.

- no representen una impedancia constante. Determina las corrientes de entrada I.
- c) Resuelve las ecuaciones de la red y calcula los nuevos voltajes de nodo.
- d) Chequea la convergencia comparando los voltajes de nodo antes y después de la iteración. Cuando se haya alcanzado la convergencia, se abandonará la iteración y empezará el siguiente intervalo de integración. En caso contrario, se continúa con la iteración en b).

El análisis de estabilidad transitoria se realizó para perturbaciones, variaciones de carga y fallas seleccionadas para los cinco años de estudio.

También se determinaron los niveles de cortocircuito con la misma herramienta, usando el método de la IEEE llamado IEC60909 2001 [10], con la finalidad de verificar los valores de corriente de cortocircuito que estarán sometidas las protecciones una vez que se realicen las modificaciones planificadas en la red, para ser reportado a la unidad de Protecciones.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, el voltaje de pre-falla se aplica el método

IEC60909 para ajuste por definición.

Basado en los resultados obtenidos del análisis de estabilidad, se formularon las recomendaciones pertinentes.

4. RESULTADOS, DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Se presenta un resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, con la finalidad de presentar los valores de interés.

En este caso, se presentan los resultados de flujo de carga, seguidos por los de estabilidad transitoria, para finalmente presentar los resultados del análisis de cortocircuito. Los mismos se presentan por año, complementados con el análisis de los mismos.

4.1. Flujo de Carga.

Tabla 2: Variaciones porcentuales de tensión por año.

%V	2009	2010	2011	2012
Variación máxima	5.18	4,88	4,89	5,04
Variación mínima	-4,76	-5,10	-5,08	-4,99

Se obtienen por año el módulo y ángulo de la tensión en cada una de las barras, complementado con los valores de potencia reactiva y activa generada y de carga en cada una de ellas. La variación porcentual de tensión con los valores máximos y mínimos obtenidos por año se presenta en la Tabla 2.

De acuerdo a las variaciones límites permisibles por niveles de tensión indicados en la sección anterior, en la Tabla 1 se observan variaciones porcentuales en tensión no mayores a los valores permisibles, lo que indica que respecto a las tensiones en las barras el sistema funciona y funcionará en un rango que se considera dentro de los valores nominales aceptables.

4.2. Estabilidad Transitoria.

La simulación para las condiciones de falla, pérdida de carga y pérdida de generación, se efectuó por año para cada una de las condiciones mencionadas. A continuación se presentan en los análisis de resultados por cada condición y por año:

a) Condición de Falla:

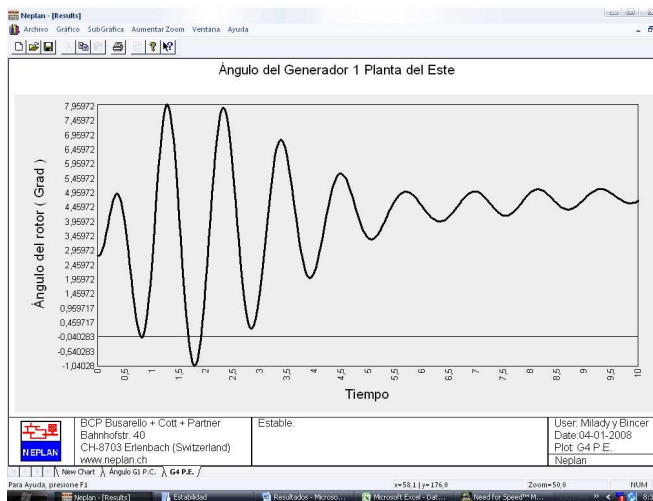


Figura 2: Ángulo del Generador 1 Planta del Este. Año 2009.

Año 2009.

De la simulación efectuada para la condición de falla trifásica a tierra para el año 2009, se obtuvieron resultados tanto para Planta Castillito, como para Planta del Este en los cuales se aprecia el valor del ángulo del rotor y la frecuencia

para cada generador en función del tiempo las cuales se muestran en la Tabla 3 y la Figura 2. Las variaciones en frecuencia no representan una pérdida de estabilidad para la condición de falla simulada en el año 2009.

La falla fue simulada con una duración de 10 ciclos, para esta condición se observan oscilaciones con una envolvente inclinada lo que representa a futuro una inestabilidad no oscilante, esto puede observarse en detalle en los siguientes tres gráficos.

Se destaca además que a pesar de la tendencia estable presentada por Planta Castillito, para Planta del Este no sucede igual con los ángulos de los rotores de los generadores. La respuesta de la frecuencia respecto al tiempo indica que la envolvente posee una inclinación que, en régimen permanente, las máquinas sincrónicas de Planta del Este se saldrán de sincronismo haciendo necesario que salgan del sistema. Este hecho se atribuye no sólo a la cercanía de Planta del Este al punto de falla sino también al incremento de la demanda e incorporaciones previstas al sistema para ese año.

Año 2010. De la simulación efectuada para la condición de falla trifásica a tierra para el año 2010 se obtuvieron resultados tanto para Planta Castillito, como para Planta del Este.

Se obtuvieron los valores inicial, mínimo, máximo y final del ángulo del rotor y de la frecuencia para cada uno de los generadores, ubicados en cada una de las plantas de generación, alcanzados durante la simulación de la falla los cuales se muestran en la Tabla 4.

Las variaciones en frecuencia no representan una pérdida de estabilidad para la condición de falla simulada en el año 2010.

Los ángulos de los rotores finales de los generadores expuestos en la Tabla 4 de Planta Castillito indican un nuevo punto de operación de los mismos y la respuesta de la frecuencia en función del tiempo muestra tendencia estable en el régimen permanente.

Para Planta del Este se observa que aunque en la Tabla 4 indica un nuevo punto en los ángulos de los rotores luego de la perturbación, la respuesta de la frecuencia respecto al tiempo indica que

Tabla 3: Resumen de resultados de estabilidad transitoria año 2009.

FALLA								
Planta Castillito								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,85644794	-15,76779	42,6367912	9,3277359	2,8711481	-15,77209	42,65086	9,3612337
	60	59,538269	60,270241	60,02346	60	59,538448	60,270969	60,023479
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,851547003	-15,76638031	42,632061	9,316572189	1,65774	-16,8643799	41,72472	6,28504419
	60	59,5382118	60,269989	60,0234489	60	59,5288811	60,2406693	60,0223389
Planta Este								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,785883904	-6,82161713	18,61665916	7,537344933	0	0	0	0
	60	59,53916168	60,55562973	60,13375854	60	59,49980164	60,55104065	60,05165863
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	-1,323961	-6,4530988	3,68247104	-2,7947061	-0,76848822	-5,662454128	4,09995897	-1,74035501
	60	59,4847717	60,5343704	60,0516701	60	59,4846115	60,5335808	60,0519791

Tabla 4: Resumen de resultados de estabilidad transitoria año 2010.

FALLA								
Planta Castillito								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,5755091	-5,344306	23,78623	5,7461138	2,5902121	-5,3383	23,803049	5,771769
	60	59,720249	60,12653	59,99873	60	59,7202415	60,1270218	60,0002899
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,57060695	-5,34614515	23,7805996	5,73756409	1,37687194	-6,511899	22,6275291	3,41610694
	60	59,72026062	60,12636185	59,99872971	60	59,7197304	60,1093597	59,9987793
Planta Este								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,7890401	-0,86401	8,9896421	6,952877	0	0	0	0
	60	59,7063713	60,3189087	59,9842491	60	59,69105911	60,30588913	59,98994064
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	-1,316975	-3,577343	0,66870749	-2,351521	-0,7640192	-2,962986	1,159801	-1,528929
	60	59,6873703	60,3027611	59,9900589	60	59,687092	60,302921	59,9902

la envolvente de la curva posee una tendencia inclinada como ocurrió en el año 2010. Esto significa una posible pérdida de sincronismo para los generadores de Planta del Este en el régimen permanente.

Año 2011.

De la simulación efectuada para la condición de falla trifásica a tierra para el año 2011 se obtuvieron resultados tanto para Planta Castillito, como para Planta del Este. En la que Tabla 5 se observan el valor del ángulo del rotor y la frecuencia para cada generador en función del tiempo.

Las variaciones en frecuencia no representan una pérdida de estabilidad para la condición de falla simulada en el año 2011 de acuerdo a los resultados.

Los ángulos de los rotores finales de los generadores expuestos en la Tabla 5 de Planta Castillito indican un nuevo punto de operación de

los mismos y la respuesta de frecuencia en función del tiempo indica tendencia estable en el régimen permanente.

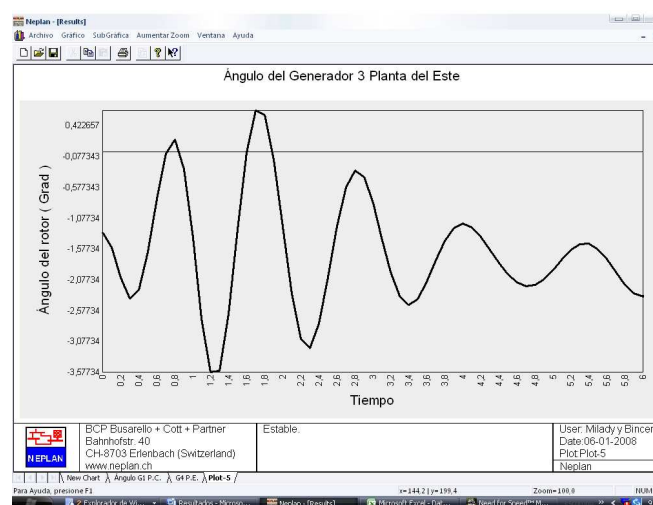


Figura 3: Ángulo del Generador 3 Planta del Este. Comportamiento típico años 2010 y 2011.

Tabla 5: Resumen de resultados de estabilidad transitoria año 2011.

FALLA								
Planta Castillito								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,579437	-5,4354429	23,880642	5,7683482	2,59414005	-5,4299541	23,897249	5,794755
	60	59,721437	60,1284224	60,000389	60	59,72146993	60,128914	60,000389
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,5745349	-5,437284	23,875071	5,7595448	1,38081205	-6,624186	22,727871	3,371042
	60	59,721481	60,128262	60,000389	60	59,7208214	60,109329	60,000389
Planta Este								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,7889471	-0,9246847	9,1716814	7,3298502	0	0	0	0
	60	59,707489	60,320278	59,990841	60	59,6917992	60,305851	59,99445
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	-1,317181	-3,6073439	0,6627972	-2,377634	-0,7641512	-2,9976511	1,174505	-1,53854
	60	59,687908	60,30344	59,994049	60	59,6876106	60,303589	59,99419

Para Planta del Este se observa que aunque en la Tabla 5 indica un nuevo punto en los ángulos de los rotores luego de la perturbación, la frecuencia en función del tiempo indica que la envolvente de la curva posee una tendencia inclinada como ocurrió en los dos últimos años que refleja una pérdida de sincronismo para los generadores de planta del Este en el régimen permanente e inestabilidad tal como se muestra en la Figura 3.

Año 2012.

Para el año 2012 se realizó la simulación de una falla combinada, con la finalidad de analizar la respuesta del sistema ante un alto nivel de contingencia.

Se obtuvieron los valores inicial, mínimo, máximo y final del ángulo del rotor y de la frecuencia para cada uno de los generadores, ubicados en cada una de las plantas de generación, alcanzados durante la simulación de la falla los cuales se presentan en la Tabla 6.

Para este caso, hubo un decremento en la severidad de la falla trifásica a tierra disminuyendo su duración a tres (3) ciclos.

Más sin embargo, se agregó otra falla la cual corresponde a una pérdida de excitación en el generador 4 de Planta Castillito un (1) segundo después de haber comenzado la simulación y luego de dos (2) segundos sale esa máquina del sistema.

Las variaciones porcentuales en frecuencia no representan una pérdida de estabilidad para la condición de falla simulada en el año 2012 de acuerdo a la Tabla 6.

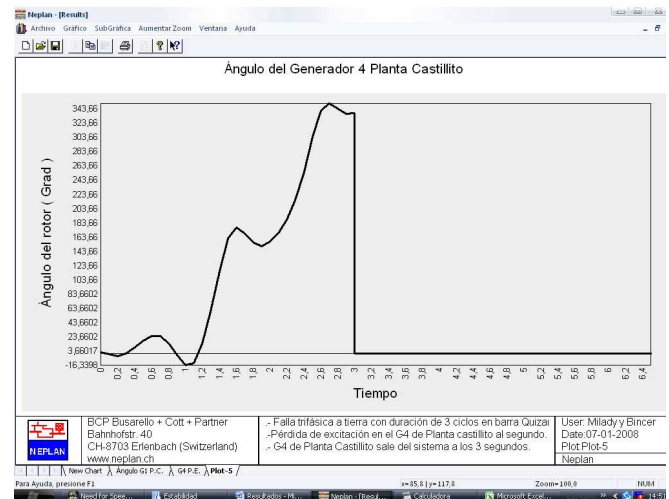


Figura 4: Ángulo del Generador 4 Planta Castillito. Año 2012.

Los ángulos de los rotores de los generadores 1, 2 y 3 de Planta Castillito, a pesar de las oscilaciones de los valores, no se percibe condición inestable, más sin embargo, la Figura 4, muestra que para la respuesta de frecuencia respecto al tiempo, correspondiente al generador 4, en el momento que se simula la pérdida de excitación, presenta una severa inestabilidad no oscilante, hasta el momento en el cual, por la condición de la simulación, dicha máquina sale de operación, evitando así la pérdida de la estabilidad en el sistema y mostrando con ello el papel de las protecciones en esta condición de contingencia. Es decir, que la estabilidad para esta condición recae en la actuación efectiva de las protecciones.

A pesar del comportamiento oscilatorio pre-

Tabla 6: Resumen de resultados de estabilidad transitoria año 2012.

FALLA								
Planta Castillito								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,63892508	-19,68565	25,847269	2,89957309	2,65362811	-19,678209	25,8659096	2,916594
	60	59,723888	60,314602	59,9985199	60	59,7238884	60,31481934	59,99852
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,634022	-19,688129	25,841049	2,89389801	1,44031704	-16,33983	351,160797	0
	60	59,7239	60,314529	59,9985199	60	0	61,1439095	0
Planta Este								
	G1				G2			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	2,78813195	-6,2198091	12,06811	3,19406891	0	0	0	0
	60	59,50304	60,53793	59,9940186	60	59,5292702	60,5609398	59,996159
	G3				G4			
ÁNG.	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final	Valor inicial	Valor mínimo	Valor máximo	Valor Final
FREC.	-1,318985	-4,9627719	3,014683	-1,488695	-0,7653027	-4,3841758	3,43872595	-0,8511835
	60	59,564991	60,562229	59,9963303	60	59,5626984	60,5621681	59,99633

sentado tanto en el ángulo de los rotores y la frecuencia de los generadores de Planta del Este, no se estima una pérdida de estabilidad para la condición simulada.

Considerando que la pérdida de excitación deja de ser un problema al salir el generador de la red, se establece que para el año 2012, el sistema funciona en condición estable, destacando además que esta condición es producto del adecuado funcionamiento de las protecciones.

b) Pérdida de carga.

Años 2009 y 2010.

Para el año 2009 se realizó la simulación de la estabilidad transitoria tras la desconexión de la carga combinada en 34,5kV conformadas por las S/E Guataparo, Centro, Camoruco y Reserva.

Mientras que para el año con 2010 la simulación se realizó mediante la desconexión de la carga combinada y posterior reconexión 2 segundos después. Además de simular un cortocircuito trifásico a tierra en la línea que conecta Quizanda con Camoruco a 2,5 segundos a una distancia desde 70 % de la línea de Camoruco hasta Quizanda con duración de 10 ciclos.

Se obtuvieron los valores inicial, mínimo, máximo y final del ángulo del rotor y de la frecuencia para cada uno de los generadores, ubicados en cada una de las plantas de generación, alcanzados durante la simulación de la falla en los cuales se aprecian variaciones en frecuencia que no representan pérdida de la estabilidad. Esto también resulta en la respuesta de frecuencia respecto al tiempo en donde a pesar de observarse un

comportamiento oscilatorio su valor tiende a estabilizarse rápidamente.

Años 2011 y 2012.

Para el año 2011 se simuló la desconexión de la carga combinada y posterior reconexión 2 segundos después. Además de un cortocircuito trifásico a tierra en la línea que conecta Quizanda con Camoruco a 2,5 segundos a una distancia desde 70 % de Camoruco hasta Quizanda con duración de 10 ciclos.

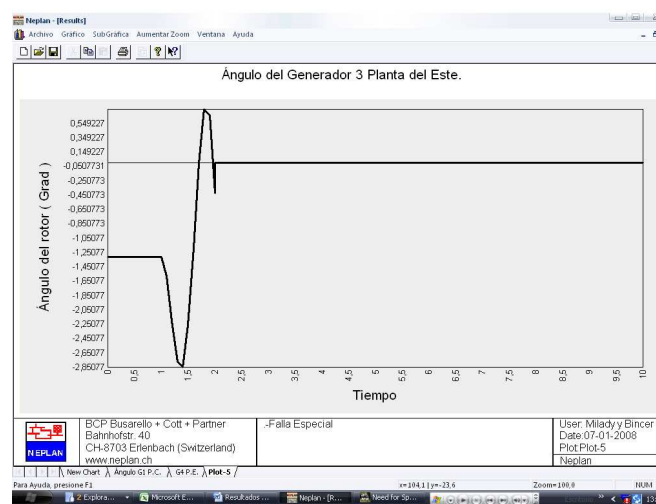


Figura 5: Ángulo del Generador 3 Planta del Este. Año 2012.

Mientras para el año 2012 se simuló una falla especial, en la cual al comenzar la simulación el generador 3 de Planta del Este sufre una pérdida de excitación y dos segundos después se desconecta dicha máquina del sistema, a su vez un segundo después de comenzar la simulación hay una falla bifásica a tierra en la línea que va de Planta

Castillito a S/E Castillito a una distancia de 20 % y con duración de seis ciclos; por otro lado a los 3,5 segundos se desconecta el transformador T4 de Quizanda que va desde barra Quizanda hasta barra Quizanda 4. En la Figura 5, se observa que el segundo generador pierde la excitación durante la simulación de la falla especial para la condición de pérdida de carga del año 2012.

Tanto en el caso de la Figura 4 (falla) como la Figura 5 (pérdida de carga) es necesario desconectar del sistema a cada generador respectivamente, con la finalidad de evitar la inestabilidad no oscilatoria presentada en el comienzo del periodo de evaluación por ambos generadores, para mantener así la estabilidad en toda la red.

Adicionalmente al transcurrir tres segundos se desconecta la carga 1 Quizanda y un segundo después se reconecta; por último a los 4,5 segundos ocurre una falla trifásica en el transformador Q6 de Quizanda que va desde barra Quizanda 2 hasta barra Quizanda 5 removiéndose la falla a los 6 segundos.

De los valores iniciales, mínimo, máximo y final del ángulo del rotor y de la frecuencia para cada uno de los generadores, ubicados en cada una de las plantas de generación, alcanzados durante la simulación de la falla se aprecian variaciones en frecuencia que no representan pérdida de la estabilidad.

En la respuesta de la frecuencia en función del tiempo, correspondiente al año 2011, se aprecian grandes oscilaciones que no pasan del periodo transitorio. En este caso, se puede estimar que ante la pérdida de carga bajo las condiciones señaladas anteriormente el sistema podrá estabilizarse al transcurrir dicho periodo.

La respuesta de la frecuencia en función del tiempo para la condición del año 2012, muestra un comportamiento oscilatorio que tiende a estabilizarse rápidamente a los valores finales.

Es conveniente destacar que el generador 3 de Plata del Este sufre una pérdida de excitación, la cual origina inestabilidad al sistema, situación que es solventada por la actuación de las respectivas protecciones, ya que dicho generador sale de operación en la red.

Considerando que la pérdida de excitación deja

de ser un problema al salir el generador de la red, se establece que para el año 2012, el sistema funciona en condición estable, destacando además que esta condición se soporta en el adecuado funcionamiento de las protecciones.

El balance de carga indica que al realizar el bote de carga, se tiene una potencia generada mayor que la potencia consumida por el sistema, porcentaje que oscila entre 49,33 % y 24,83 %. Condición que se destaca debido a los problemas de torque que se originan en las máquinas conectadas al sistema de potencia para ese momento.

c) Pérdida de generación.

Años 2009 y 2010.

Para los años 2009 y 2010, la simulación consta de la desconexión del generador 1 de Planta del Este.

Se obtuvieron los valores inicial, mínimo, máximo y final del ángulo del rotor y de la frecuencia para cada uno de los generadores, ubicados en cada una de las plantas de generación, alcanzados durante la simulación de la falla. Se aprecian variaciones en frecuencia que no representan pérdida de la estabilidad.

Años 2011 y 2012. Para el año 2011 se simuló la pérdida de carga bajo condiciones similares al año 2010, mientras que para el año 2012 se realiza la simulación bajo la siguiente condición: salida del Generador 1 de Planta del Este y cortocircuito monofásico al 40 % de distancia en la línea que va desde Planta Castillito hasta S/E Castillito con duración de 2 ciclos.

Se obtuvieron los valores inicial, mínimo, máximo y final del ángulo del rotor y de la frecuencia para cada uno de los generadores, ubicados en cada una de las plantas de generación, alcanzados durante la simulación de la falla.

Tanto para el año 2011 como el 2012 ante la pérdida de generación, el sistema presenta oscilaciones bastantes marcadas para el periodo transitorio, las cuales van disminuyendo hasta mostrar una condición estable o cual no representan pérdida de la estabilidad.

4.3. Análisis de cortocircuito.

Para cada año se simularon tres condiciones de cortocircuito como son:

Falla trifásica en barra Planta Castillito 1 de

Tabla 7: Resumen de resultados obtenidos para el análisis de cortocircuito.

Corriente de cortocircuito inicial en los puntos de falla. I_k (KA)				
Años	2009	2010	2011	2012
C.C. 3 ϕ - T Barra P. Castillito 1	8,262	8,264	8,264	8,264
C.C. 3 ϕ - T Barra Quizanda 2	22,971	23,181	23,181	23,181
C.C. 3 ϕ - T 30 % Línea Quizanda-Naguanagua	7,104	7,167	7,167	7,167

duración 3 ciclos.

Falla trifásica en barra Quizanda de duración 3 ciclos.

Falla trifásica en Línea Quizanda - Naguanagua a 30 % de distancia desde Quizanda hasta Naguanagua de duración 3 ciclos.

Las corrientes de cortocircuito obtenidas en cada uno de los años y para cada una de las fallas en los puntos de ocurrencia se muestran en la Tabla 7.

De los resultados observados en la tabla la corriente de corto circuito muestra un comportamiento creciente hasta el año 2010 para a partir de éste mantenerse en el valor alcanzado para cada una de las fallas simuladas.

Las corrientes de cortocircuito en la barra Quizanda 2 son mayores que cuando ocurre en barra P. Castillito 1 y se debe al mayor número de elementos asociados en la barra Quizanda 2 que a la barra P. Castillito 1, considerándose así una mayor vulnerabilidad de una con respecto a otra.

5. CONCLUSIONES.

Para el análisis de la estabilidad transitoria de un sistema de potencia de una reconocida empresa de servicio eléctrico de la región central del país se identificaron las variables de estado.

Es importante destacar que los valores obtenidos en este trabajo, corresponden a valores referenciales los cuales deberán ser utilizados considerando las delimitaciones del estudio, en la que destaca la versión utilizada de Licencia Educativa. Esto obligó a la reducción del Sistema Eléctrico de Potencia de la Empresa ELEVAL C.A., debido a la limitación en la cantidad de nodos por el cual el sistema fue modelado en dieciocho (18) barras o nodos.

Para el cálculo de flujo de carga, se concluye

que el sistema, para todos los años estudiados, mantendrá las tensiones dentro de los valores nominales aceptables en régimen permanente. Igualmente se obtuvo un valor menor de 0,001 para el error fijado en la programación, por lo que se puede concluir que el sistema es de rápida convergencia.

El sistema de potencia estudiado es estable, siempre que se mantenga la coordinación de protecciones, excepto en los siguientes casos críticos: El cortocircuito trifásico a tierra evidencia la fragilidad del sistema a partir del año 2009 ante esta perturbación, en los generadores de Planta del Este. No se estima la pérdida del sincronismo, para el régimen permanente deberá analizarse en detalle esta situación con la finalidad de prever pérdidas del sincronismo bajo esta condición. La condición de falla simulada para un cortocircuito trifásico a tierra con 10 ciclos de duración representa una condición de mayor riesgo en relación con un cortocircuito trifásico a tierra con 3 ciclos de duración simulado para la falla combinada, por lo que se puede establecer que los resultados de estabilidad obtenidos para la primera condición incrementan la probabilidad de la pérdida de estabilidad. Para la pérdida de generación se presenta un torque desacelerante en los rotores de las máquinas sincrónicas, los cuales producen una diferencia entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica ocasionando de este modo las oscilaciones importantes. En estos casos, se observa que se tiene más potencia generada que la potencia consumida, lo que origina la acción de los circuitos de control para restablecer un reajuste en la velocidad, con el fin de igualar las potencias eléctricas y mecánicas. La red de potencia infinita de CORPOELEC-CADAFE o también conocido como equivalente de red, es de

importancia considerable para la red estudiada, ya que suministra para la condición de mayor cargabilidad.

Para el análisis de cortocircuito se observan valores de corriente que varían para el año 2010, año en el cual la configuración del sistema es modificada.

Emplear en el sistema estudiado interruptores de alta velocidad con una señal de relevadores rápida permitiría el despeje rápido de las fallas, aumentando con ello la confiabilidad en el sistema. En caso de ocurrir una falla en el equivalente de red de CORPOELEC-CADAFE se recomienda realizar botes de cargas selectivos, con la finalidad de mantener la estabilidad en el sistema. Adicional a ello se propone considerar los parámetros de ese equivalente para la elaboración de la coordinación de protecciones en los años futuros.

Referencias

- [1] Barrero, F. (2004). *Sistemas de Energía Eléctrica*. Thomson Editores. Madrid, España.
- [2] Hurtado, L., Lamas, L. (1994). *Estudio de estabilidad para el sistema de Eleval*. Instituto Universitario Politécnico de las Fuerzas Armadas Nacionales. Maracay, Venezuela.
- [3] C.A. Electricidad de Valencia. *Proyectos de expansión futuros*. Documento Obtenido en la Red Mundial en fecha 15/03/2007. Disponible en sitio http://www.eleval.com/elevalweb/consulta_saldo_gi.asp?sec=1.
- [4] Brokering C., W.-Palma, R.-Vargas, L.(2008). *Ñom Lűfke o Sistemas Eléctricos de Potencia*. Pearson. Naucalpan de Juárez, México.
- [5] Grainger, J.-Stevenson W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. Mc Graw Hill. Cuarta edición. Ciudad de México, México.
- [6] *Corrections to IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. Estándar internacional IEEE Std 141-1993. Institute of Electrical and Electronics. Estados Unidos de América. Documento Obtenido en la Red Mundial en fecha 25/02/2008, Disponible en el sitio http://standards.ieee.org/reading/ieee/updates/errata/1-41-1993_errata.pdf
- [7] Grainger, J., Stevenson W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. Mc Graw Hill. Cuarta edición. Ciudad de México, México.
- [8] Weedy, B. (1982). *Sistemas Eléctricos de gran potencia*. Reverté, S.A.. Segunda Edición. Barcelona, España.
- [9] Gómez, A. (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Mc Graw Hill/Interamericana de España. Madrid, España.
- [10] *Short-Circuit currents in three-phase a.c. systems*, Estándar internacional IEC 60909-0:2001(E). International Electrotechnical Commission (IEC). Primera Edición. Suiza. Documento Obtenido en la Red Mundial en fecha 21/02/2008, Disponible en el sitio http://webstore.iec.ch/preview/info_iec60909-0ed1.0b.pdf.