

Análisis en estado estable y transitorio de fuentes de generación distribuida operando en isla

Analysis of Distributed Generation Sources in Dynamic and Stable States in Island Mode Operation

Henry Giovanni Pinilla Rodríguez^{1*}, Andrés Julián Aristizábal Cardona^{2**}

¹ Departamento de Ingeniería Electrónica. Universidad Central. Bogotá, Colombia

² Departamento de Ingeniería. Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano. Bogotá, Colombia

FECHA DE ENTREGA: 13 DE ENERO DE 2016

FECHA DE EVALUACIÓN: 29 DE MARZO DE 2016

FECHA DE APROBACIÓN: 19 DE ABRIL DE 2016

Resumen En éste trabajo se presenta un esquema de operación para que una planta de generación distribuida de potencia opere de manera aislada en un sistema de distribución. Se analiza su funcionamiento mediante simulaciones de estado estable y dinámico.

Los análisis fueron realizados sobre un sistema de prueba radial IEEE de 13 nodos, gracias a que este tipo sistemas cuenta con diversas configuraciones de fase para las líneas, cargas desbalanceadas, bancos de condensadores y transformadores de media a baja tensión. En cuanto a las tecnologías simuladas, se hizo uso de dos tipos de generación distribuida: generadores síncronos y generadores asíncronos con el fin de incluir energías renovables y no renovables, y por otro lado máquinas síncronas y asíncronas. Los resultados indican un aumento en los perfiles del voltaje de los nodos más críticos del sistema: 1,5 % dependiendo del tipo de tecnología utilizada

* Maestría en Ingeniería – Gestión Sostenible de la Energía, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, 2015. Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2004. Docente de Tiempo Completo – Universidad Central, 2008 – Actual. Áreas de interés: Generación Distribuida, Potencia Eléctrica, Máquinas Eléctricas. hgpillar@ucentral.edu.co

** Posdoctorado Proyecto Distribución Eléctrica Inteligente SILICE, Universidad Nacional de Colombia, 2010. Doctorado en Ciencias – Física, Universidad Nacional de Colombia, 2008. Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2004. Director Maestría en Ingeniería – Gestión Sostenible de la Energía, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, 2014 – Actual. Áreas de Interés: Energía Solar, Instrumentación Electrónica y Sensores, Calidad de Energía, Generación Distribuida. andresj.aristizabal@utadeo.edu.co

(máquina síncrona o asíncrona) y 2% dependiendo del punto de ubicación en la red radial. Durante el control de operación de la máquina PQ, el nivel de cargabilidad “ λ ” en el nodo 646 del sistema, comparado con la máquina síncrona; aumenta en 0,545 MW, para un nivel de colapso de voltaje de 78,42 V. Las simulaciones muestran que la utilización de fuentes de generación distribuida aumenta la frecuencia de oscilación del sistema de 13 nodos y estas oscilaciones de frecuencia son más grandes cuando se usan máquinas asíncronas del orden de 5,09 Hz.

Abstract This paper presents an outline for a power distributed generation plant to operate in isolation within a distribution system. We analyze its performance through stable and dynamic simulations.

The analyses were carried out on an IEEE radial test of 13 nodes because this type of system has several phase configurations for lines, unbalanced loads, and condenser and transformer banks. Regarding the simulated technologies, we used two types of distributed generation: Synchronous and asynchronous generators in order to include renewable and non-renewable energy and synchronous and asynchronous machines. The results indicate an increase in the voltage profile of the most critical nodes: 1.5% depending on the type of technology used (synchronous or asynchronous machine) and 2%, depending on the location point within the radial network.

During the operation control of the PQ machine, the “ λ ” load level within the node 646 —compared to the synchronous machine— increased 0.545 MW, for a voltage collapse level of 78.42 V. The simulations show that the use of distributed generation sources increases the oscillation frequency of the 13-node system and these frequency oscillations are bigger when 5.09 Hz asynchronous machines are used.

Palabras Clave: generación distribuida, operación en isla, sistema de distribución radial

Keywords: distributed generation, island mode operation, radial distribution system

1. Introducción

En la actualidad, el desarrollo de fuentes alternas y renovables es una prioridad para algunos países, debido a la crisis energética que se está presentando. Esta situación energética es causada por el aumento de la demanda (cada vez es más difícil llevar energía desde grandes centros de generación hasta centros de consumo), dependencia de los combustibles fósiles (calentamiento global) y desregulación de la industria. La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

La principal idea de la generación distribuida es que a pequeña escala puede ser fácilmente ubicada cerca del punto de consumo. Los generadores distribuidos y dispersos, son por definición, generadores de pequeño tamaño; lo cual puede provenir de lo tradicional o de nuevas tecnologías revolucionarias [1].

El nivel de voltaje de la generación distribuida puede variar dependiendo del país, ya que la GD se asocia con la inyección de potencia en las redes de distribución. En el caso de Colombia, la GD estaría en los niveles 1, 2 y 3 definidos por la CREG (menor a 57.5 kV). La distribución puede cubrir todas las redes de nivel inferior a 220 kV. La generación distribuida incluye la aplicación de pequeños generadores, típicamente en el rango de 15 kW a 10 MW en capacidad [2].

La interconexión de nuevas fuentes de energía al sistema eléctrico tradicional trae una serie de ventajas técnicas y económicas. Dentro de estas ventajas encontramos reducción de pérdidas, oferta en picos, mejoras en la calidad de la energía eléctrica (forma de onda de voltaje, frecuencia, estabilidad de la tensión, suministro de potencia reactiva y corrección del factor de potencia), fuentes de alta confiabilidad para sistemas no interrumpibles, reducción de emisiones atmosféricas, generación de respaldo al sistema en caso de emergencia y mayor eficiencia (en la cogeneración) [3], generación de energía limpia con fuentes renovables. Además se evitan los altos costos al obviarse las pérdidas económicas en las que se incurre cuando hay fallas en la provisión de la energía a ciertos servicios especializados.

Por otro lado, aunque se presenten ventajas, también encontramos barreras en la utilización de generación distribuida en el ámbito técnico, legal y regulatorio. Entre los problemas, tanto en la operación en régimen permanente como transitorio, pueden citarse: mal funcionamiento del esquema de protecciones, posible operación en isla, anulación de las ventajas del uso de reconectores, generación de sobretensiones permanentes, excitación de ferresonancia, impacto en la calidad de potencia [4]. También se presentan limitaciones económicas (por los altos costos de inversión), desconocimiento del potencial de la GD y ausencia de estándares para conectar dichos proyectos a la red.

2. Operación en isla

El fenómeno de isla se presenta cuando existe pérdida de la fuente principal del sistema de distribución, que por lo general es causada por un disparo del interruptor del circuito necesario para aislar una falla en otra parte del sistema. Esto produce una isla independiente de energía y en función de las capacidades de la unidad de generación distribuida, se puede seguir alimentando la isla durante el tiempo que la frecuencia del sistema y la tensión se mantienen dentro de los límites de operación requerida. Sin embargo, la alimentación de la isla sin el suministro de red produce un riesgo de seguridad para el personal de servicios públicos y las personas, ya que parte del sistema se considera como desactivado. También presenta aspectos graves para la calidad de la energía del servicio eléctrico a los clientes de servicios públicos en la isla y complica la restauración ordenada de la oferta de servicios públicos [5].

La operación en isla puede ser intencional o involuntaria, estando normalmente prohibida la involuntaria, en cambio la intencional es solo permitida

por las empresas distribuidoras (ED) luego del cumplimiento de una serie de requerimientos.

En la figura 1, se muestra un ejemplo de funcionamiento en isla intencional o involuntaria. Si el interruptor 52-1 se abre o el bus de la red pierde voltaje por alguna razón, la condición en isla aparece [6]. Los generadores industriales/comerciales (ICG's) son conectados a la carga 2 (intencionado) o a la carga 1 (involuntario).

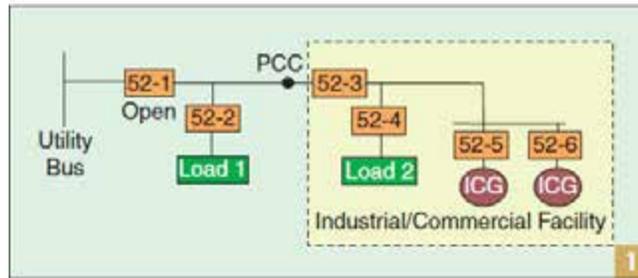


Figura 1. Aislamiento de un subsistema que contiene cargas industriales/comerciales y de servicios públicos.

La preocupación es que fuentes como los ICG's, que no están bajo el control del operador de la red, pueden generar que los voltajes y frecuencias de salida superen los límites especificados por la regulación estatal. Estos cambios, pueden generar daños en los equipos del cliente, es por esto que las protecciones deben estar en capacidad de detectar esta situación. Este problema se podría solucionar, teniendo en cuenta la figura 1, instalando un interruptor 52-3 en el punto PCC, con dispositivos de protección y control que detecten la condición en isla y abran, por lo que el IGC solo suple la carga 2.

La IEEE 1547 y otros estándares obligan a la utilización de controles y protecciones para detectar islas y minimizar la duración de las mismas. El ajuste de las protecciones para responder correctamente a la detección de islas cuando la presencia de GD es alta, puede afectar el comportamiento dinámico del sistema [7].

Para la operación en isla, se deben cumplir las siguientes condiciones, esto con el fin de mantener valores consistentes de tensión y frecuencia:

- Carga total menor o igual a la generación total (tanto para potencias activas como reactivas).
- Debe disponerse de un control estable de velocidad (frecuencia) ya sea por regulador automático o mediante interruptores rápidos (SSCB) que controlan cargas “colchón” (almacenan y retornan velozmente) o equipos almacenadores. Los dispositivos reguladores normales, diseñados para operación interconectada no son capaces de cumplir esta función.

- El regulador del generador (AVR) debe suministrar voltaje adecuado, de manera que la tensión en todos los consumidores de la isla se encuentre dentro de límites especificados, considerando las caídas internas de la isla.
- El AVR debe tener respuesta adecuada frente a cargas de conexión brusca o de alta pendiente de aumento, evitando variaciones excesivas de tensión.
- Debe limitarse el tamaño máximo de las cargas individuales, particularmente motores que trabajan durante la isla, evitando así variaciones de tensión elevadas.
- Durante la operación en isla, deben establecerse límites más estrictos respecto a equipos con elevada inyección de armónicas y generadores de desbalance, ya que al tener menor potencia de cortocircuito, se debe ser menos tolerante por falta de capacidad de “absorción”.
- Debe disponerse de un sistema de desconexión de cargas (shedding), que se activa a medida que cae o sube la frecuencia.

3. Metodología para analizar el funcionamiento en isla

El análisis que aquí se presenta, tiene su fundamento en las simulaciones y resultados del informe de investigación “Distribución Eléctrica Inteligente – SILICE Fase II” [8].

3.1. Modelamiento de las plantas de generación

Se realizarán pruebas con dos tipos de generación distribuida: maquinas sincrónicas y asíncronas. Esto con el fin de abordar tanto energías renovables como convencionales.

Máquinas sincrónicas. Se usaron unidades de rotor liso con una capacidad de 1.25 MVA. Estas unidades fueron caracterizadas usando el *software* NEPLAN [9]. Las impedancias de secuencia, transitoria y subtransitoria son necesarias para realizar simulaciones de cortocircuito. Los parámetros usados fueron tomados de [10] y se presentan en las figuras 2 y 3.

0.4-1.25MVA	$T'_{do} = 5,51s$	$D = 0$	$X''_d = 0,171$
	$T''_{do} = 0,10s$	$X_d = 2,062$	$X''_q = 0,171$
0.48kV	$T'_{qo} = 0,8s$	$X_q = 1,35$	$X_l = 0,1$
	$T''_{qo} = 0,1s$	$X'_d = 0,251$	$S(1,0) = 0,176$
	$H = 1,29s$	$X'_q = 0,631$	$S(1,2) = 0,49$

Figura 2. Parámetros de la generación distribuida sincrónica [10].

$T_R = 0,02s$	$V_{RMIN} = -7,3$	$T_F = 1,0$
$K_A = 400$	$K_E = 1$	$E_1 = 5,475$
$T_A = 0,02s$	$T_E = 0,253s$	$S_E(E_1) = 0,5$
$V_{RMAX} = 7,3$	$K_F = 0,03$	$E_2 = 7,3$
		$SE(E_1) = 0,86$

Figura 3. Parámetros de los excitadores para la generación distribuida sincrónica [10].

3.2. Modelamiento de la generación central

Como unidad de generación central se utilizan los valores presentados en la figura 4.

615MVA	$T'_{do} = 3,3s$	$D = 2$	$X''_d = 0,23$
	$T''_{do} = 0,02s$	$X_d = 0,898$	$X''_q = 0,2847$
	$T'_{qo} = 0,001s$	$X_q = 0,646$	$X_l = 0,2396$
15kV	$T''_{qo} = 0,06s$	$X'_d = 0,2995$	$S(1,0) = 0,18$
	$H = 5,145s$	$X'_q = 0,646$	$S(1,2) = 0,33$

Figura 4. Parámetros de la generación central [10].

3.3. Modelamiento de los sistemas de distribución

Las simulaciones fueron realizadas sobre un sistema de prueba radial de la IEEE de 13 nodos [11]. Este sistema se considera pequeño, pero sin embargo presenta características interesantes: cargas relativamente grandes para un voltaje nominal de 4.16kV, un regulador de voltaje que consta de tres unidades monofásicas conectadas en estrella, transformador en línea, cargas desbalanceadas y distribuidas.

Para el análisis de estado estable se consideraron dos tipos de estudios:

1. Flujo de carga: En lo correspondiente al flujo de carga, se tuvo en cuenta la cargabilidad de los elementos, el perfil de voltaje en los nodos del sistema y las pérdidas en los sistemas.
2. Cortocircuito: se analizaron fallas trifásicas en el punto de conexión de las plantas de generación distribuida y en los nodos adyacentes con o sin el generador, para determinar el impacto de la conexión en la capacidad y las corrientes de cortocircuito en el área afectada.

Configuración	R (ohm/milla)	X (ohm/milla)	B (μS/milla)	I _{r max} (A)
601	0,3465	1,0179	6,2928	730
602	0,7526	1,1814	5,6990	340
603	1,3294	1,3471	4,7097	230
604	1,3228	1,3569	4,6658	230
605	1,3292	1,3475	4,5193	230
606 (sub)	0,7982	0,4463	96,8897	329
607 (sub)	1,3425	0,5154	88,9912	310

Figura 6. Configuración de líneas, Sistema de prueba radial IEEE de 13 nodos [12].

de excitación para estudios de estabilidad IEEE Std 421.5 tipo ST “Sistemas de Excitación Estático tipo 1” [13], mostrado en la figura 7; en el cual se encuentra actuando continuamente el regulador del sistema de excitación de la maquina sincrónica.

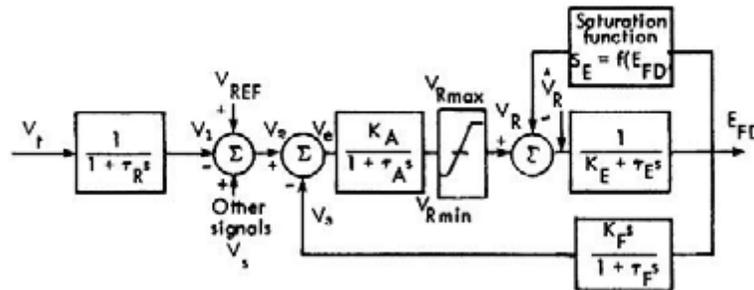


Figura 7. Sistema de excitación tipo 1 [14].

En el *software* Neplan, el bloque de control se modeló y se agregó al generador síncrono que simula la GD, tal como se indica en la figura 8 y las variables a configurar se muestran en la figura 9. La forma de ingresar los parámetros difiere del tipo de bloque y su función de transferencia se muestra en el manual y tutorial del programa Neplan.

Para la conexión de las máquinas generadoras a la red de distribución se utilizaron dos modelos de transformador: el primero para conectar la unidad de generación central, tipo reductor de 15/4,16 kV y el segundo para conectar los generadores síncronos a los nodos de la red, tipo elevador de 0,48/4,16 kV. Los parámetros se indican en la figura 10.

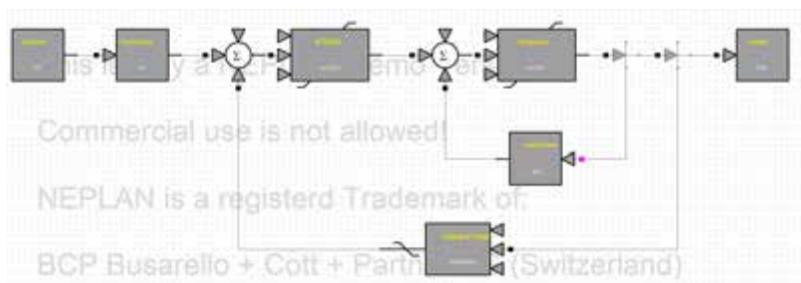


Figura 8. Bloque de control para el excitador tipo 1.

Símbolo	Descripción	Valor
TR	Constante de tiempo de entrada del regulador	0,02 s
KA	Ganancia del regulador	400
TA	Constante de tiempo del Amplificador del regulador	0,02 s
KE	Ganancia de la excitatriz	1
TE	Constante de tiempo de la excitatriz	0,253 s
KF	Ganancia del lazo de estabilización del voltaje de salida del amplificador	0,03
TF	Constante de tiempo del bloque de estabilización	1,0 s
VRMAX	Voltaje de salida máxima del regulador	7,3 V
VRMIN	Voltaje de salida mínimo del regulador	-7,3 V
E1	Voltaje de saturación	5,475 V
SE75max	Función de saturación del excitador al 75 %	0,5
E2	Voltaje de saturación	7,3 V
SEMAX	Función de saturación del excitador al 100 %	0,86

Figura 9. Configuración de excitador.

	S (KVA)	VH (kV)	VL (kV)	R %	X %
TR Gen-Sin	5000	15 - D	4,16 - Y	1	8
TR GD	400	0,48 - D	4,16 - Y	1,1	5
XFM-1	500	4,16 - Gr W	0,48 - Gr W	1,1	2

Figura 10. Configuración de transformadores.

4. Resultados

Para la realización de las simulaciones se utilizó el modelo IEEE de 13 nodos desbalanceado que tiene cargas relativamente grandes y distribuidas por las líneas, bancos de condensadores y transformadores reductores de media a baja tensión. Para modelar y simular correctamente el sistema de prueba, se empleó un modelo balanceado y simétrico, con el cual se pueden hacer los análisis de estabilidad transitoria y de pequeña señal, análisis que no puede realizar el simulador para un sistema desbalanceado asimétrico.

Al sistema de prueba se les incluye un generador central síncrono con una constante de inercial de 5,145 s, con lo cual se prueba el comportamiento dinámico del la red. Las máquinas de generación distribuida “GD” síncronas y asíncronas, se agregan a los nodos de la red donde mas se presenta disminución en el perfil del voltaje, esto causado por la carga o porque son los puntos mas alejados en la red radial. Para observar el comportamiento del perfil de voltaje en los nodos del sistema se realiza un análisis de “estabilidad de voltaje” que nos muestre si los voltajes en todos los nodos están dentro de un rango aceptable.

Lo primero que se realizó fue un análisis de estado estable ejecutando un flujo de carga por el método de Newton Raphson para el modelo de 13 nodos. Con esto determinamos cuáles son los nodos de la red con la mayor caída en el perfil del voltaje como se puede ver en la figura 11. Estos son los nodos más críticos, razón por la cual fueron tomados como criterio fundamental para incluir las unidades de GD síncrona y asíncrona y realizar los análisis estáticos y dinámicos del comportamiento del sistema.

Dado que la versión 5.24 utilizada de Neplan no tiene reguladores de voltaje que ayudan a mantener el perfil del voltaje, se incrementó el voltaje de la unidad de generación central en un 110 % de manera que la caída de voltaje en los puntos más alejados y de mayor cargabilidad de la red, no sea tan alta y se mantenga dentro de los limites de operación del sistema 90 -110 %.

MS 13 N								
Nodo	U kV	U %	Nodo	U kV	U %	Nodo	U kV	U %
646	3,914	94,09	684	3,938	94,65	675	3,928	94,42
645	3,921	94,26	611	3,934	94,58	N-Gen-Sin	16,5	110
633	4,118	98,99	652	3,929	94,45	650	4,421	106,29
671	3,945	94,83	680	3,903	93,81	N 632-671	4,034	96,97
634	0,456	95,03	692	3,943	94,79	632	4,134	99,37

Figura 11. Resultados del flujo de carga del sistema IEEE 13 nodos.

4.1. Casos de análisis en el sistema de 13 nodos

Para este sistema se definió como parámetro el flujo de carga de la “ figura 13” y los nodos de mayor carga y mas alejados de la unidad de generación central. Por lo tanto se introduce una unidad de GD en el nodo 646, 652 y 675 tal y como se muestra en la figura 12.

Primero se ejecuta el análisis de flujo de carga continuo para cada uno de los casos y luego se observa que ocurre con los perfiles de voltaje en todos los nodos comparados con el flujo de carga del sistema con la unidad de generación central mostrados en la figura 11.

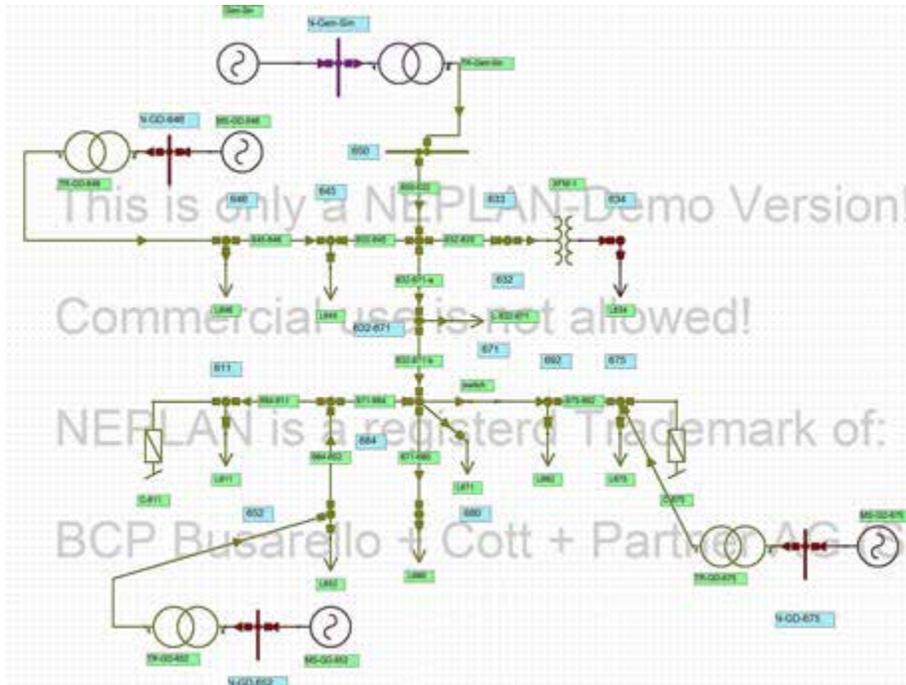


Figura 12. Sistema de prueba radial IEEE de 13 nodos.

Este análisis de flujo de carga se hace primero con las unidades de GD en el modo de operación PV, luego éstas mismas unidades en el modo de operación PQ y finalmente se agregan unidades de generación asincrónicas “MAS”. Los resultados se muestra en la figura 13.

Se puede observar como para cada caso, los perfiles de voltaje aumentan en los nodos mas críticos. Lo cual indica que se incrementa la estabilidad para la carga al instalar máquinas de generación cerca o donde se encuentren las cargas mas grandes. Los perfiles de voltaje en los nodos 680 y 646 aumentaron aproximadamente 3 % comparado con los resultados mostrados en la figura 11. También se observa cómo dependiendo del tipo de tecnología utilizada (máquinas síncronas “MS” y maquinas asíncronas “MAS”), el perfil de voltaje varia 1,5 % aproximadamente y dependiendo del punto de ubicación el la red radial; el perfil se incrementa en 2 % aproximadamente. Esto es muy positivo porque si se produce una perturbación en el sistema, éste es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado de equilibrio (igual o distinto al anterior) donde los voltajes en todos los nodos estén dentro de un rango de operación.

Ahora analizamos el comportamiento de la estabilidad de voltaje corriendo simulaciones de flujo de carga continuo, primero con variación del control de operación de la unidad de GD en el modo PV o PQ y luego variando el comportamiento del factor de carga “FC” cuando se agrega una unidad de GD asincrónica.

GD 675				GD 652				GD 646			
Nodo	u % PV	u % PQ	MAS	Nodo	u % PV	u % PQ	MAS	Nodo	u % PV	u % PQ	MAS
633	100,4 2	100,3 7	94,7	633	100,3	100,3	99,56	633	99,84	99,84	97
645	95,76	95,71	94,87	645	95,64	95,64	94,85	645	98,22	98,22	97,04
646	95,59	95,54	99,57	646	95,47	95,47	94,69	646	98,23	98,23	99,48
634	96,52	96,47	95,71	N-GD- 652	100,0 0	100,0 0	96,59	634	95,92	95,92	95,36
671	97,07	96,99	95,63	634	96,39	96,39	95,62	671	95,75	95,75	95,54
684	96,9	96,83	95,47	671	96,88	96,88	95,69	684	95,58	95,58	95,12
611	96,83	96,75	95,54	684	96,93	96,93	95,65	611	95,51	95,51	95,19
652	96,71	96,63	95,34	611	96,85	96,85	95,57	652	95,38	95,38	94,99
692	97,05	96,98	94,71	652	97,19	97,19	95,8	692	95,72	95,72	94,35
680	96,08	96,00	95,69	692	96,85	96,85	95,65	680	94,75	94,75	95,33
675	96,89	96,81	95,45	680	95,89	95,89	94,68	675	95,35	95,35	94,96
N-GD- 675	100	99,78	96,24	675	96,49	96,49	95,29	N-Gen- Sin	110	100	97,78
N-Gen- Sin	110	110	110	N-Gen- Sin	110	110	110	N-GD- 646	100	110	110
650	106,7 9	106,7 7	106,4 9	650	106,7 5	106,7 5	106,4 8	650	106,5 8	106,5 8	106,4 5
N-632- 671	98,82	98,75	97,71	N-632- 671	98,66	98,66	97,69	N 632- 671	97,86	97,86	97,49
632	100,7 9	100,7 4	99,94	632	100,6 7	100,6 7	99,93	632	100,2 2	100,2 2	99,86

Figura 13. Resultados del flujo de carga del sistema IEEE 13 nodos.

Los efectos de la estabilidad de voltaje producidos por la GD se muestran en la figura 14 y 15 al relacionar los voltajes de nodo con las cargas, esto se hizo observando el perfil de voltaje sobre el nodo 632. Los resultados proporcionan una indicación del fenómeno de colapso de voltaje cuando se incrementan las transferencias de potencia en una región del sistema radial; sin embargo, el punto de colapso para todos los nodos en la región de estudio ocurrirá al mismo nivel de potencia, independiente de los voltajes de los nodos específicos.

Se puede observar en la figura 14 que al instalar una sola unidad de generación en los nodos 675, 652, y 646 se aumenta la estabilidad del sistema, se incrementa el factor de carga “ λ ” comparado con el caso base donde solo se hace el flujo de carga con la unidad de generación central. Al instalar la unidad de GD en el nodo 675 la cargabilidad aumenta hasta 6,076 MW con un nivel de colapso de voltaje en 77,305 V %.

En la figura 15 donde se hace un control de operación de la máquina PQ, el nivel de cargabilidad “ λ ” en el nodo 646 comparado con la MS, aumenta en 0,545 MW, para un nivel de colapso de voltaje de 78,419 V %. Esto indica cómo el parámetro de variación de carga “ λ ” no depende del tiempo y a medida que λ varía, van cambiando los puntos de equilibrio y las trayectorias del sistema.

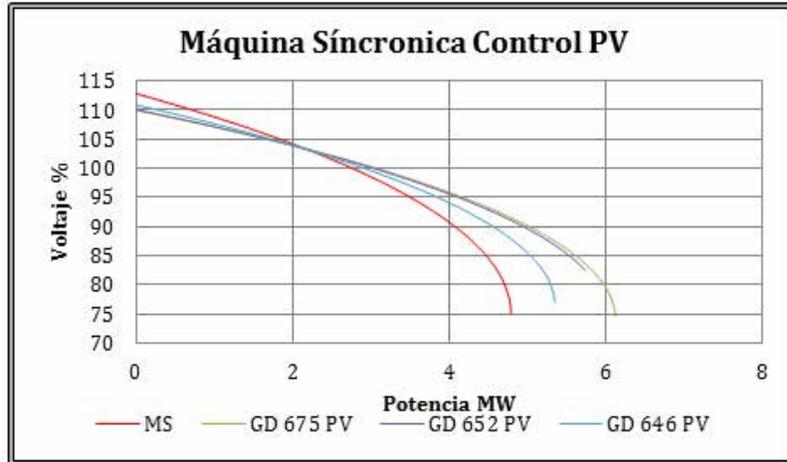


Figura 14. Control PV Nodo 632.

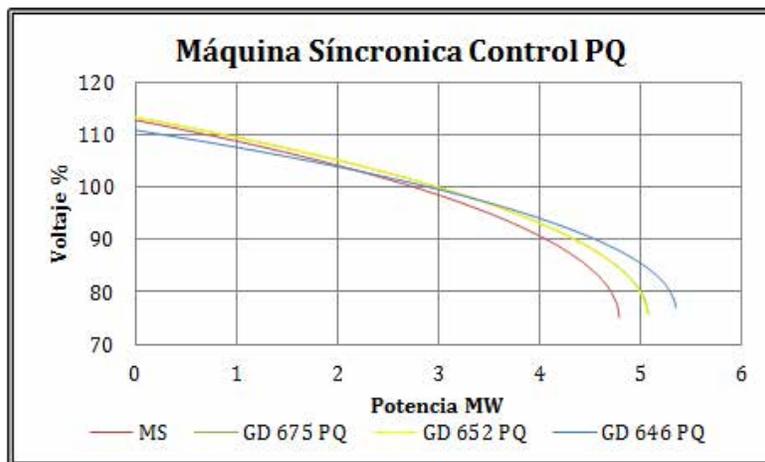


Figura 15. Control PQ Nodo 632.

El análisis de estabilidad transitoria consiste en calcular fenómenos transitorios electromecánicos y conocer si el sistema está en capacidad de volver a condiciones de operación normal luego de ser afectado con una alteración. Para el caso del sistema radial de 13 nodos, se aplica una falla trifásica en el nodo 632 mostrado en la figura 16: primero con una duración de 0,1 s y luego con una duración de 0,3 s y se analiza el comportamiento de la frecuencia en el nodo 675 para cada caso donde se agregan las unidades de GD.

Comparando los resultados y los tiempos de falla con el caso donde sólo se encuentra la unidad de generación central para una falla que tiene un tiempo de duración de 0,1 s; se observa que la desviación de la frecuencia en los nodos para el caso de control PV y PQ es mayor, por lo que ésta desviación de frecuencia se

debe a la inclusión de las unidades de GD en cada uno de ellos como se muestra en la figura 19. El nodo 652 es el que presenta la mayor desviación de frecuencia con 1,461 Hz en el modo de operación PV.

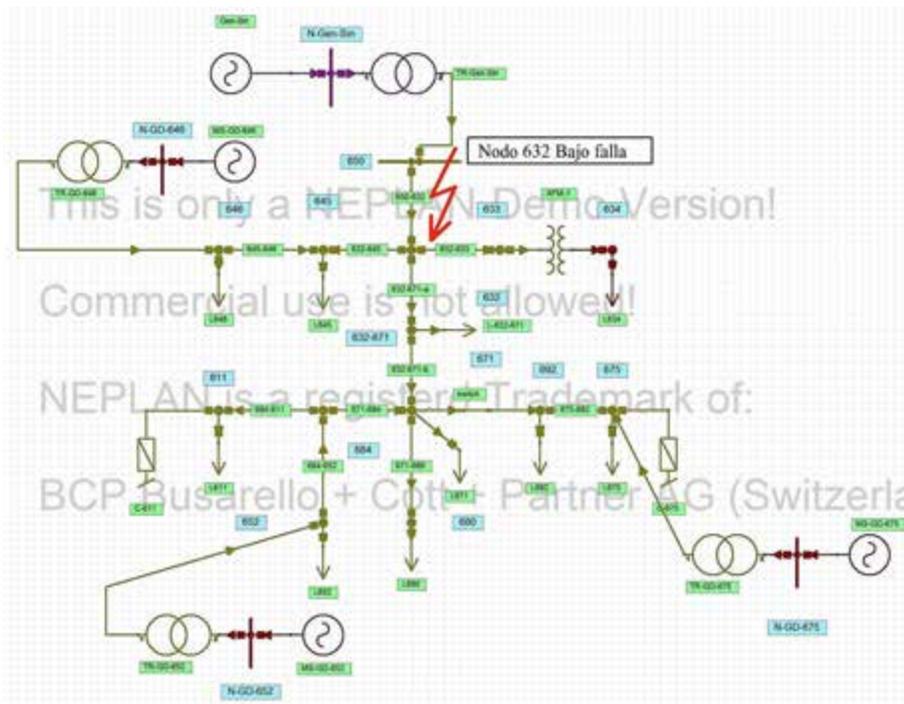


Figura 16. Nodo 632 bajo falla.

La figura 17 muestra cómo al ocurrir la falla en el nodo 632 y despejarse 0,1 s después, la frecuencia varía en el modo de operación PQ de la unidad de GD conectada al nodo 675 en 1,064 Hz, ayudando a mantener la estabilidad del sistema luego de la falla porque la máquina tiende a estabilizar la potencia reactiva inyectada para mantener el factor de potencia debido a la carga del sistema radial.

La figura 18 muestra lo que ocurre en el sistema cuando el tiempo de falla es de 0,3 s. Se observa que el sistema, en los casos en que se utiliza unidades de generación síncronas GD en el modo de operación PV y PQ, sale de sincronismo y tarda alrededor de 86 segundos en recuperarse para el caso mas desfavorable.

El caso más interesante es la utilización de unidades de generación asíncronas GD donde la desviación de la frecuencia en la falla de 0,1 s en el nodo 646 es apenas de 0,24 Hz por debajo de la desviación causada por la unidad de generación central, y en el caso en que la falla dura en despejarse 0,3 s se observa un incremento en la desviación de la frecuencia de 0,312 Hz en el nodo 652 que está por encima de la desviación causada en la unidad de generación central,

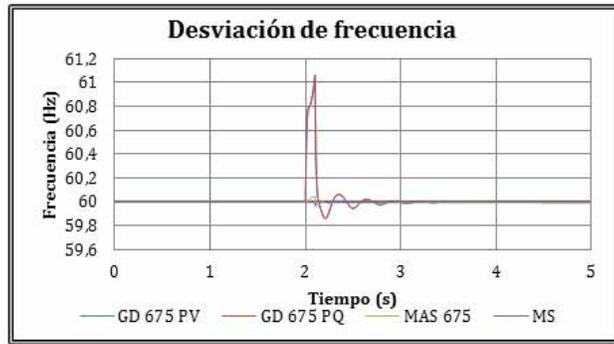


Figura 17. Desviación máxima de frecuencia en el Nodo 675 al ocurrir falla en Nodo 632.

aunque el sistema se mantiene y se recupera al despejar la falla trifásica simulada en el nodo 632.

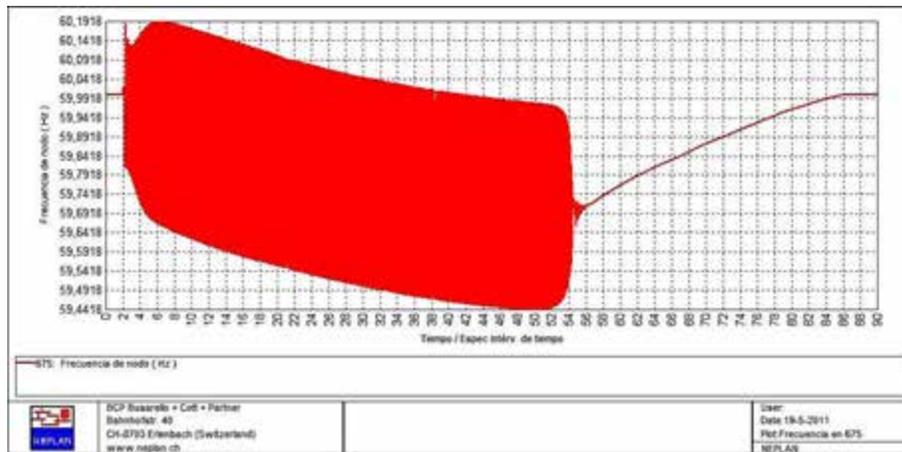


Figura 18. Desviación máxima de frecuencia Nodo 675 al ocurrir falla en Nodo 632.

La Estabilidad de Pequeña Señal mide la habilidad de un sistema de potencia para mantenerse en sincronismo cuando éste está sujeto a pequeñas perturbaciones. Estas perturbaciones son pequeñas si las ecuaciones que describen la respuesta resultante del sistema se pueden linealizar, con el fin de conocer el comportamiento oscilatorio del sistema. Con esto se logra determinar los valores propios de la velocidad angular de cada una de las unidades de GD utilizadas, así podemos conocer la característica dinámica inherente del sistema de potencia y por lo tanto analizar si las oscilaciones y el amortiguamiento corresponden a la condición de estado estable del flujo de carga. Los valores propios se muestran en las figuras 21 y 22 y sus correspondientes valores en la figura 20.

	GD Nodo	Falla N 632		
		0,1 s	0,3 s	
Sin GD (Hz)		0,036	0,074	
MS PV (Hz)	675	1,058	-	se recupera después de 82 s
	652	1,461	-	se recupera después de 83 s
	646	0,024	-	se recupera después de 85 s
MS PQ (Hz)	675	1,064	-	se recupera después de 82 s
	652	0,911	-	Se recupera después de 83 s
	646	0,021	-	se recupera después de 86 s
MAS (Hz)	675	0,042	0,274	-
	652	0,044	0,312	-
	646	0,021	0,270	-

Figura 19. Desviación de la frecuencia, falla en el nodo 632.

	Nodo	Frecuencia Hz	Amortiguamiento
MS PV	675	3,534	0,169
	652	3,515	0,165
	646	3,403	0,142
MS PQ	675	3,527	0,167
	652	3,523	0,166
	646	3,455	0,157
MAS	675	5,089	0,201
	652	5,089	0,202
	646	5,075	0,205

Figura 20. Frecuencia de oscilación y amortiguamiento del sistema con GD.

Las simulaciones muestran que la utilización de unidades de GD aumenta la frecuencia de oscilación del sistema de 13 nodos y estas oscilaciones de frecuencia son mas grandes cuando se usan máquinas asincrónicas del orden de 5,09 Hz, esto debido a que los generadores asíncronos no producen potencia reactiva y tienden a consumirla cuando se presentan fluctuaciones de frecuencia en la red, por lo que estas máquinas deben desconectarse lo más pronto posible, así se puede evitar un colapso en la red de distribución.

La figura 21 muestra la ubicación de los valores propios en un plano real e imaginario para las unidades de GD ubicadas cada una en los nodos 646, 652, 675 y se aprecia cómo en todos la parte real es negativa, lo que indica que si la parte real es mas grande y negativa como en el punto -53,02; el modo oscilatorio es

decreciente lo cual hace que el sistema sea mas estable, aunque la utilización de excitadores en las unidades de GD incrementa el torque sincronizante pero reduce notablemente el torque de amortiguamiento, esto genera oscilaciones crecientes del ángulo de la máquina.

La figura 22 que representa los valores propios para las unidades de GD asincrónicas, muestra cómo algunos valores propios con parte real negativa están muy alejados del orden de -100; haciendo que el modo oscilatorio disminuya y el sistema sea estable. También aparecen valores propios reales positivos cercanos al origen, que representan una inestabilidad aperiódica o una oscilación que incrementa su amplitud, que a su vez es compensada por los valores propios reales negativos mas alejados del origen.

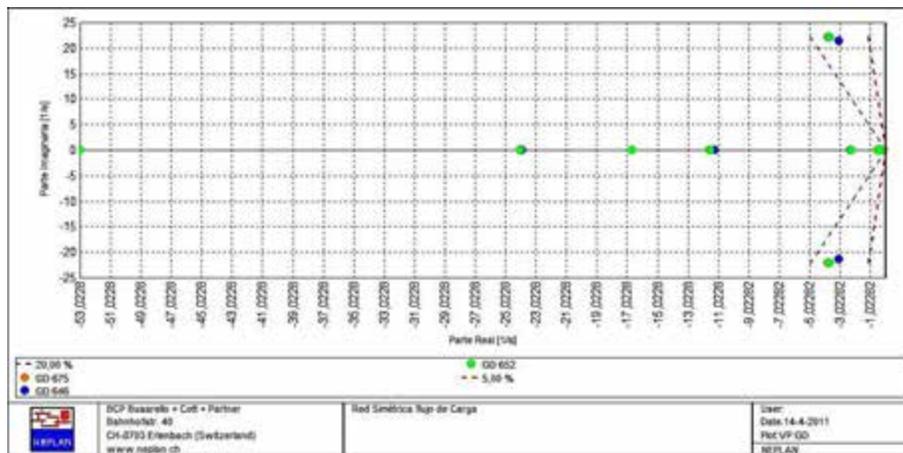


Figura 21. Valores Propios Para GD síncrona.

4.2. Operación en isla

Para el análisis de la operación en isla del modelo IEEE de 13 nodos, se agregaron unidades de generación a los nodos 675 – 652 – 646 – 634. Se estudió el siguiente escenario.

El análisis consiste en una falla en el extremo del nodo 671, el cual deja la línea 684 – 671 desconectada y el subsistema con una unidad de generación de 375 kVA en el nodo 652. Esta unidad debe alimentar una carga de 300 kVA, ver figura 23. Se aplica una falla trifásica en el nodo en 2 s y el interruptor abre la línea en 2,1 s.

En este caso se observa cómo la unidad de GD soporta la falla y después que se desconecta la línea, el sistema se recupera y mantiene la estabilidad de la isla. La frecuencia al comienzo tiene una pequeña oscilación que es minimizada por el sistema de estabilización de la unidad de GD. Esto se observa en la gráfica superior izquierda de la figura 24. En la gráfica inferior derecha de la misma figura,

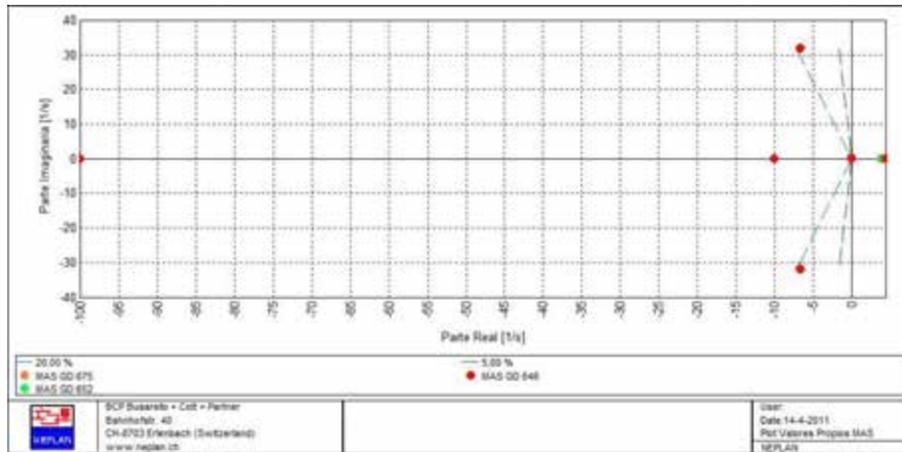


Figura 22. Valores Propios Para GD Asíncrona.

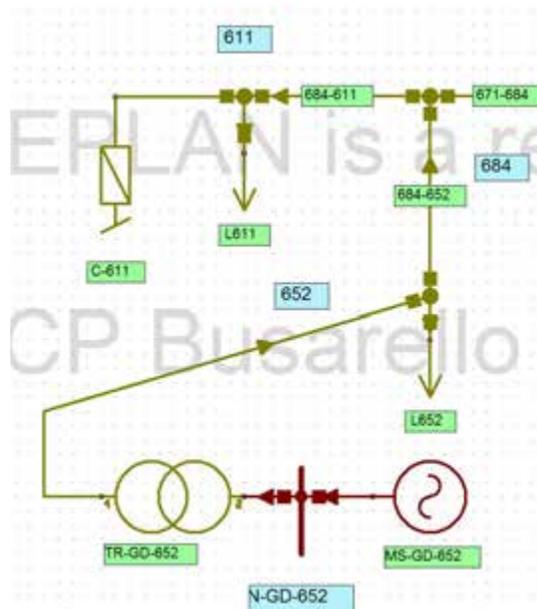


Figura 23. Isla para el sistema bajo análisis.

se observa cómo el voltaje después de caer abruptamente hasta cero, cuando se despeja la falla la unidad de GD, se recupera y no produce una pérdida del perfil de voltaje de la isla, esto debido a que la carga que tiene que alimentar la unidad de GD es menor a su capacidad nominal. La potencia reactiva nuevamente se ve compensada por los condensadores *shunt* conectados en el nodo 611.

Es muy claro que para algunos casos cuando el sistema opera en isla no es posible sostener la estabilidad de éste. Solo se logra si la unidad de generación central continúa conectada a la red de distribución y el tiempo de despeje de la falla es el mínimo. Este despeje lo realizan los interruptores controlados por los

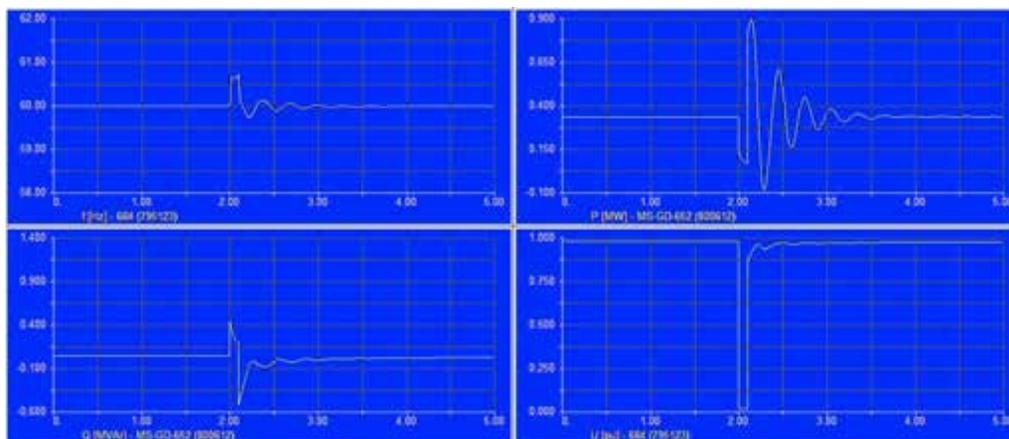


Figura 24. Simulaciones de estabilidad transitoria, potencia activa y reactiva en la unidad de GD, frecuencia y voltaje en el nodo 684.

relés de distancia y los reconectores que pueden restaurar la estabilidad de la red si al falla es despejada.

5. Conclusiones

El trabajo presenta una descripción conceptual general de la generación distribuida, entregando definiciones esenciales y la ventaja que brinda al ser incorporada en los sistemas eléctricos. Se discuten las distintas formas existentes para la introducción de GD en forma masiva en los sistemas de distribución.

Los análisis de estabilidad permiten conocer el comportamiento del sistema eléctrico de distribución radial al ser sometido a perturbaciones, y tienen su importancia tanto desde el punto de vista de la planificación y expansión del sistema, como el de la operación, pues sus resultados permitirán tomar las decisiones más adecuadas cuando se quieran utilizar tecnologías de GD.

Se observó en los resultados que la inclusión de unidades de GD en los nodos con grandes cargas y a su vez mas alejados en la red radial, mejora los perfiles de voltaje del sistema y la estabilidad cuando hay variaciones o incrementos de la carga.

La inclusión de diferentes tecnologías y los modos de operación PV y PQ de las unidades de GD, mejora sustancialmente el nivel de carga “ λ ”.

La desviación de la frecuencia para unidades de GD cuando las perturbaciones de la red radial son grandes, causan inestabilidad haciendo que las plantas salgan de sincronismo. Esto se debe compensar y solucionar agregando a los esquemas de control de las máquinas PSS, que junto con los AVR minimizan las oscilaciones de las perturbaciones.

Agradecimientos

El presente documento ha sido soportado por el proyecto de investigación con código 633-11-14 financiado por la Universidad Jorge Tadeo Lozano.

Referencias

1. N. Mithulananthan and Than O. "Distributed generator placement to maximize the loadability of a distribution system", International Journal of Electrical Engineering Education, Vol. 43, Issue 2. 2006.
2. H. L. Willis and W. G. Scott, Distributed Power Generation: Planning and Evaluation (Marcel Dekker, New York, 2000).
3. Duque C., Marmolejo, E.D. y Ma. Teresa de Torres. Análisis de prospectiva de la generación distribuida en el sector eléctrico colombiano. Revista de la Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes, 2003.
4. Gomez J., Vascetti J., Coyos C. Generación distribuida: tipo de conexión del transformador de interconexión. Decimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigré, 2009.
5. M.A. REDFERN, O. USTA, & G. FIELDING. "Protection Against Loss of Utility Grid Supply for a Dispersed Storage and Generation Unit", IEEE Trans.
6. Dalke G., Baum A., Bailey B. Risk from utility supply disruption. IEEE industry applications magazine, 2011.
7. N.W.; Walling, R.A.; Miller. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.
8. Distribución Eléctrica Inteligente SILICE – Fase II, CODENSA, Universidad Nacional de Colombia, Universidad de los Andes, Colciencias, Septiembre de 2010.
9. *Software* Neplan. [<http://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>].
10. Abdel-Aziz A. Fouad Paul M. Anderson. Power System Control and Stability. IEEE Press, 2003.
11. W. H. Kersting. Radial distribution test feeders. Technical report, IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 2000.
12. IEEE Distribution Planning Working Group Report, "Radial distribution test feeders", IEEE Transactions on Power Systems, August 1991, Volume 6, Number 3, pp 975-985.
13. IEEE Std 421.5-1992, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
14. Computer Representation of Excitation Systems, IEEE COMMITTEE REPORT, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL. P.AS-87, NO. 6 JUNE 1968.