

Estudio del Impacto de la Generación Distribuida en el IEEE 13 Node Test Feeder

Oscar Degracia

Universidad Tecnológica de Panamá, Ciudad de Panamá, Rep. de Panamá, oscar.degracia@utp.ac.pa

Javier Murillo

Universidad Tecnológica de Panamá, Ciudad de Panamá, Rep. de Panamá, javier.murillo@utp.ac.pa

Cristian Santamaría

Universidad Tecnológica de Panamá, Ciudad de Panamá, Rep. de Panamá, cristian.santamaria@utp.ac.pa

Ricardo Velásquez

Universidad Tecnológica de Panamá, Ciudad de Panamá, Rep. de Panamá, ricardo.velazquez@utp.ac.pa

Ronald Y. Barazarte

Universidad Tecnológica de Panamá, Ciudad de Panamá, Rep. de Panamá, ronald.barazarte@utp.ac.pa

ABSTRACT

This article presents a study about the impact of the integration of distributed generation (DG) in a distribution network. An introduction is made on the subject of DG, mentioning some of the advantages and disadvantages one can find in its implementation. An analysis is shown of the parameters of voltage, currents, and power flows obtained with the help of simulations made with the OpenDSS software. Also, the best placement and dimensioning alternatives for the DG are analyzed, applying criteria of optimization, reliability and minimization of losses, with a focus on future applications of DG in distribution systems

Keywords: Distributed Generation, Distribution Systems, Renewable Energy, Distribution System Analysis, Distribution System Modelling

RESUMEN

En este artículo se presenta un estudio sobre el impacto de la integración de generación distribuida (DG) dentro de una red de distribución. Se hace una introducción a la temática de la DG, mencionando algunas de las ventajas y desventajas que se pueden encontrar en su uso. Se muestra un análisis de los distintos parámetros de voltajes, corrientes, y flujos de potencia obtenidos con la ayuda de simulaciones hechas con el software OpenDSS. También se analizan las mejores alternativas en cuanto a la colocación y dimensionamiento de la DG dentro de la red, con los criterios aplicados principalmente de optimización, confiabilidad y minimización de pérdidas, mostrando un enfoque para futuras implementaciones de DG en los sistemas de distribución.

Palabras claves: Generación Distribuida, Sistemas de Distribución, Energías Renovables, Análisis de Sistemas de Distribución, Modelado de Sistemas de Distribución

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha dado un crecimiento de los centros urbanos en Latinoamérica. Esto causa que la densidad de carga de las redes de distribución sea alta, lo cual acarrea consigo dificultades para el sistema existente. Entre algunos de los problemas podemos mencionar: sobrecarga de las líneas y problemas de regulación de voltaje.

Una solución que se está estudiando es el uso de generación distribuida, particularmente aquella conectada a los alimentadores de las subestaciones de distribución. La generación distribuida promete generar energía eléctrica

con alta eficiencia y baja contaminación (Chiradeja, 2005), resolviendo así también el problema ambiental asociado con el rápido crecimiento de la carga. Existen diversas tecnologías de generación distribuida en desarrollo. Entre ellas podemos mencionar: micro turbinas, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, turbinas de gas, motores diésel y sistemas de celdas de combustibles (Chiradeja, 2005). Estas tecnologías serán descritas más adelante en el texto.

Existen diversas definiciones para generación distribuida, sin embargo, el concepto se refiere a unidades pequeñas de generación (entre 5 kW a 10 MW) (Chiradeja, 2005) (Han et al., 2009) instaladas dentro de los sistemas de distribución. Se ha demostrado que la introducción de recursos energéticos distribuidos en la red puede introducir ventajas y desventajas en la misma, tanto para los clientes como para las empresas distribuidoras (Han et al., 2009). Debido a esto, es necesario analizar cuidadosamente el impacto de la generación distribuida en los sistemas de distribución y disponer de una metodología para dicho análisis.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El sistema de distribución y las exigencias aplicadas a él han cambiado considerablemente en los últimos años. Se exige un servicio más eficiente, con mejor calidad de energía, con una alta penetración de energías renovables que disminuyan el impacto ambiental del sector eléctrico y que además permita mayores ganancias a las compañías eléctricas con costos menores a los usuarios (Barazarte, 2011).

Ante este cambiante y retador paradigma, han emergido numerosas tecnologías eléctricas que intentan resolver aspectos de esta complicada problemática. La Generación Distribuida (DG), es una de ellas, y es considerada por muchos como una solución disponible en el corto plazo. La razón de esto, es que los costos asociados a DG son relativamente pequeños (debido al tamaño de la generación), y la tecnología requerida ya está comercialmente disponible (Katiraei y Romero Agüero, 2011) (Püttgen et al., 2003).

Sin embargo, se han reportado dificultades inminentes con una alta penetración de recursos energéticos distribuidos. Estas dificultades van desde problemas en la regulación de voltaje, reducción en la confiabilidad de los sistemas, hasta problemas de coordinación de protecciones y de calidad de energía (Atwa y El-Saadany, 2009) (Bae y Kim, 2007) (Chaitusaney y Yokohama, 2008).

Aún en el caso más simple, en el cuál se estudia la ubicación de recursos energéticos distribuidos por parte de la compañía distribuidora, existen consideraciones importantes que tomar en cuenta. En este caso, es de especial importancia la ubicación óptima del recurso ambos desde un punto de vista de explotación comercial, como desde un punto de vista técnico.

El presente trabajo se realizó desde la perspectiva de un departamento de planificación de una compañía que opera un sistema de distribución, y que está considerando invertir en la implementación de generación energética distribuida en uno de sus alimentadores principales. Los resultados de un proceso de análisis de este tipo comprenden entre otras cosas, tamaño y ubicación de los generadores.

En el estudio se considerarán dos aspectos principalmente para el análisis: la reducción de las pérdidas totales del alimentador y la regulación de voltaje. La razón de esto, es que estos dos aspectos son independientes del tipo de generación a utilizar. Así que desde un punto de vista metodológico, hace sentido resolver el tamaño y la ubicación de una planta, y entonces con estas restricciones decidir por el tipo de tecnología en base a otros aspectos como costo y calidad de la energía, etc.

3. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del proyecto se utilizará el IEEE 13 Node Test Feeder (IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 1992) al cual se le añadirá la generación distribuida en diferentes nodos para realizar las pruebas. Los nodos donde se añadió generación distribuida son nodos conectados a líneas trifásicas. Se procedió a realizar un estudio de flujo de potencia del alimentador bajo cada estado de penetración de generación distribuida.

En la Figura 1 se muestra el IEEE 13 Node Test Feeder utilizado, y además se señalan los distintos nodos en los que se probó colocar generación distribuida. Más adelante se explica la lógica tras las distintas combinaciones y porcentajes de generación utilizada.

Para efectos de nuestro estudio se agregó un nodo No. 670 de tipo carga puntual el cual es equivalente a la carga distribuida entre los nodos 632 y 671. El mismo está ubicado a un tercio de la distancia de la línea desde el nodo 632 (Kersting, 2002). Esto se hizo para poder estudiar el caso en el que se decida colocar generación distribuida en el ramal principal de este alimentador.

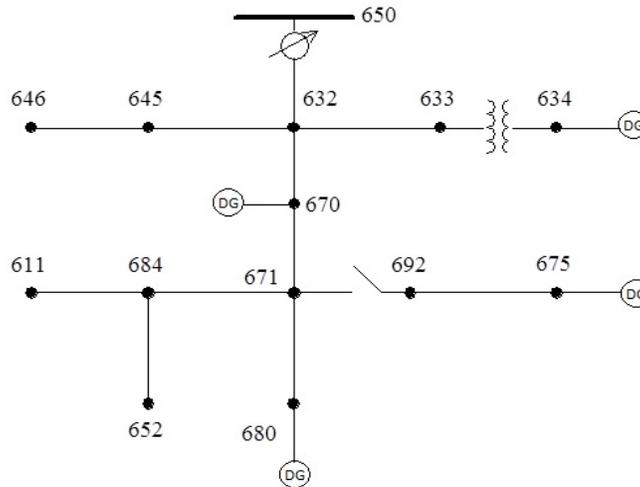


Figura 1: IEEE 13 Node Test Feeder, con DG agregada en diferentes nodos

Los escenarios de penetración de generación distribuida en el alimentador de prueba fueron escogidos basados en la disponibilidad de nodos trifásicos y la capacidad que eran capaces de manejar en su fase más saturada. Esto resultó en diferentes combinaciones de capacidades (como porcentajes de la capacidad total del alimentador) y ubicaciones. Tal y como mencionamos en la sección anterior, en cada uno de estos escenarios se realizó un estudio de flujo de potencia y se observaron las pérdidas y los voltajes del sistema.

La herramienta computacional utilizada para simular los escenarios de penetración de DG fue “The Open Distribution System Simulator” (OpenDSS). OpenDSS es una herramienta de simulación completa para sistemas de distribución de energía eléctrica. El programa es compatible con muchos estados estacionarios de los sistemas de distribución sirviendo para el análisis y planeamiento de estos. Además cuenta con características para el análisis de eficiencia energética, aplicaciones para “Smart Grids” y análisis de armónicos. El diseño de OpenDSS permite que se pueda expandir y así adaptarse a las necesidades de los sistemas de distribución en el futuro (Sexauer, 2012).

Para simular el alimentador de prueba de 13 nodos se utilizó como base el código desarrollado por estudiantes de la Tennessee Tech University (Patton et al., 2013). El código fue modificado agregándole los monitores para supervisar los flujos de potencia en todas las líneas de distribución, valores estos que fueron utilizados para calcular las pérdidas en las líneas. También se agregaron instrucciones para obtener los perfiles de voltajes (mediciones de voltajes en todos los nodos) para cada una de las simulaciones.

Además se añadieron las líneas de códigos para los generadores conectados en los nodos 634, 670, 675 y 680 del alimentador de prueba. Hay que mencionar que el nodo 670 es un nodo auxiliar el cual se agregó para colocar la carga distribuida entre los nodos 632 y 671, está localizado a 667 pies desde el nodo 632 que corresponde a un tercio de la distancia total de la línea entre estos nodos, esta representación equivale al modelo de pérdidas en una línea por una carga geográficamente distribuida en un área rectangular (Kersting, 2002).

Luego de las consideraciones anteriores, el estudio de penetración de generación distribuida para este alimentador de prueba de 13 nodos consistió de nueve (9) simulaciones. Cada una representa un escenario con diferentes

combinaciones de cantidad de generación distribuida y ubicación. En la Tabla 1 se muestra la información detallada de cada caso de simulación estudiado.

Tabla 1: Porcentaje de Generación Distribuida y Ubicación por Escenario de Simulación

Escenario	Ubicación y Capacidad	Observaciones
1	referencia → 0 %	Modelo de referencia.
2	nodo 634 → 10%	Limitado por la capacidad del transformador ubicado entre los nodos 633 y 634.
3	nodo 675 → 10%	Limitado por la capacidad de la línea trifásica entre los nodos 692 y 675.
4	nodo 670 → 30%	Nodo colocado para representar la carga distribuida entre los nodos 632 y 671.
5	nodo 680 → 30%	Generación colocada al final del troncal principal del alimentador.
6	nodo 670 → 100%	Toda la potencia del alimentador es generada en el punto medio de la carga distribuida.
7	nodo 680 → 100%	Toda la potencia es generada en el final del troncal principal del alimentador.
8	nodo 670 → 30% nodo 634 → 10% nodo 675 → 10%	Generación en diferentes puntos del alimentados considerando capacidades de líneas y transformadores.
9	nodo 680 → 30% nodo 634 → 10% nodo 675 → 10%	Generación en diferentes puntos del alimentados considerando capacidades de líneas y transformadores.

4. RESULTADOS

El perfil de voltaje en los distintos puntos de entrega de energía (consumidores) se puede ver afectado por la introducción de generación distribuida. De acuerdo al marco regulatorio en la ciudad de Panamá en los centros urbanos (ciudades) es obligatorio que las empresas distribuidoras mantengan los niveles de voltaje en los nodos donde están conectados los clientes entre -5% y +5% del voltaje nominal, es decir entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u. (ASEP, 2013).

La Figura 2 muestra los resultados de regulación de voltaje de las simulaciones. Los mismos son representados por el promedio de las desviaciones de los voltajes en cada nodo del alimentador de prueba con respecto al voltaje nominal (1 p.u.). De las simulaciones realizadas para los distintos escenarios de generación distribuida en el alimentador de prueba se evidenció que para cumplir con el marco regulatorio sin requerir múltiples equipos adicionales y/o adecuaciones a la red, el componente de energía generada dentro del circuito no debería superar el 50% en ningún nodo individual. Esto se puede ver en los resultados de las simulaciones #6 y #7 donde el componente de generación distribuida es superior al 50% en los nodos y el perfil de voltaje (el promedio de los voltajes en los nodos del alimentador) es de alrededor de 1.04 p.u., lo cual indica que hay varios nodos que están por encima de 1.05 p.u. y demuestra que existe un sobre voltaje.

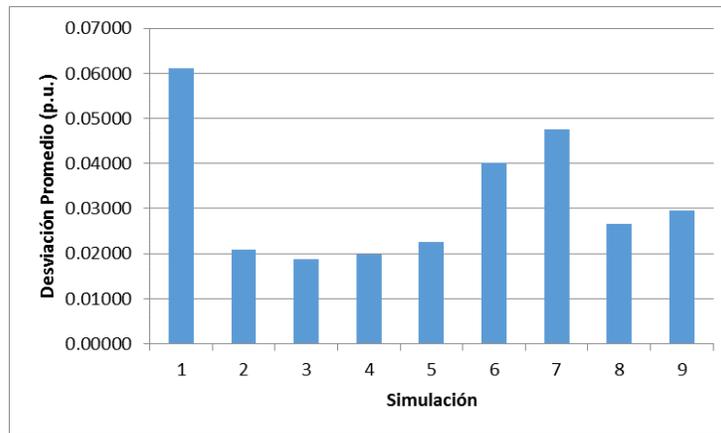


Figura 2: Desviación promedio del voltaje para cada escenario

A medida que el componente de generación distribuida disminuye el voltaje se mantiene dentro de los márgenes admisibles, siendo las simulaciones #2 y #3 los escenarios ideales, con el mejor perfil de voltaje; estos escenarios sólo contemplan un 10% de generación distribuida y aunque no maximiza el aprovechamiento de las otras ventajas de la generación distribuida, no se tiene que hacer ninguna modificación adicional a la red para mantener los niveles de tensión dentro de los márgenes permitidos.

En las simulaciones #4 y #5 con un componente de generación distribuida de 30%, se logra un voltaje de distribución aceptable con ligeras desviaciones por encima de 1.05 p.u. en una fase, esto pudiera ser manejado por medio de operaciones rápidas como la de un banco de capacitores o bien ajustando la posición de los tomas de los transformadores de distribución de manera que se contemple la generación distribuida hasta este rango y se mantenga el voltaje de entrega en baja tensión adecuado. Hasta 1.06 – 1.07 p.u. se puede lograr un adecuado voltaje en baja tensión realizando ajustes de -2.5% en el regulador del transformadores de distribución, manejando entonces el ingreso de generación distribuida desde 0% hasta 30% sin mayores complicaciones técnicas.

Además se monitorearon las pérdidas globales del alimentador, los resultados se muestran en la Figura 3. Estos resultados muestran que entre más cerca se pueda colocar la generación distribuida de la carga, se disminuyen más las pérdidas.

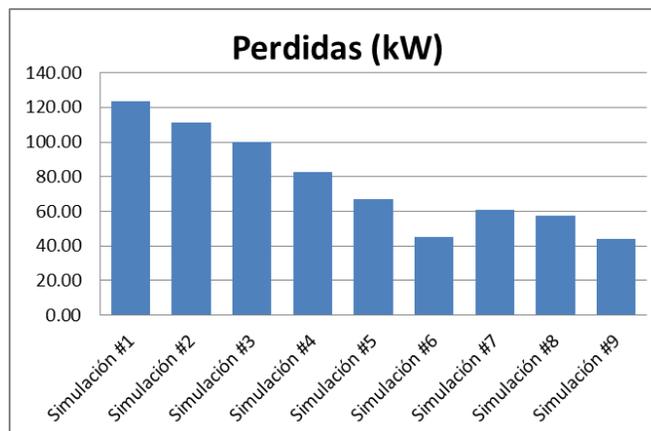


Figure 3: Gráfica de pérdidas totales en función de diferentes simulaciones con distintos porcentajes de DG

Además, de la figura 3 podemos observar que en las simulaciones #4 y #5 las pérdidas se reducen aproximadamente en 50% con solo haber instalado el 30% de la carga como generación distribuida. Este es un resultado importante, ya que aunque en otros escenarios se pudo obtener mejores reducciones, finalmente la decisión debe ser tomada en función de costos y este escenario sería bastante económico de implementar. Esto concuerda con los buenos resultados del perfil de voltaje analizados anteriormente lo que nos indica que para

tener las ventajas de la generación distribuida en un alimentador principal es necesario agregar alrededor del 30% sin necesidad de hacer adecuaciones en las redes de distribución.

En las simulaciones #6 y #7 donde se colocó el 100% de la carga como generación distribuida se dió el caso que las líneas que vienen desde la subestación quedaban muy desbalanceadas, tanto que dos de los conductores transportaban potencia real hacia el alimentador y en el otro fluía hacia el sistema de transmisión lo que provocaría que actuaran las diferentes protecciones en la subestación. Con esto se demostró que solo se puede introducir como máxima generación distribuida tres (3) veces la potencia demanda en la fase menos cargada y suponiendo que las protecciones del alimentador toleren tal desbalance. Esto se debe a que los generadores en su mayoría son trifásicos balanceados y al conectarlo en un circuito de distribución, los cuales por naturaleza son desbalanceados, en algunas de las fases haya más potencia que la demandada y esta viaje hacia el sistema de transmisión.

En el flujo de potencia se observó que entre más generación era ubicada dentro del circuito de distribución más aliviada quedaban las líneas y por ende se reducían las pérdidas. Pero como se quiere colocar la generación más cerca de la carga se deben tomar en cuenta los elementos que puedan limitar el flujo de potencia en ellos, como transformadores, reguladores y líneas de distribución. Si llegaran a trabajar sobrecargadas reducirían la vida útil de forma significativa y esto a su vez disminuiría la confiabilidad del sistema.

5. CONCLUSIONES

El estudio realizado evidencia que la introducción de generación distribuida en las redes de distribución puede tener efectos adversos, tal y como lo es la perturbación de los niveles de voltaje de la misma, usualmente produciendo un sobre voltaje. Esto se debido a que al generar la energía más cerca de los centros de carga, se alivia la red y con ello se reducen las caídas de voltaje. Esto puede ser una ventaja adicional a considerarse en los grandes centros de carga que han crecido demasiado y son alimentados desde la periferia; ya que el centro de carga en si es tan grande que inclusive a lo interno se producen grandes caídas de voltaje que pudieran resolverse con la integración de generación distribuida como apoyo a la regulación de voltaje.

En este estudio tratamos de determinar de una manera metódica la ubicación y los tamaños de generadores distribuidos a ser integrados en nuestra red de prueba. En este caso, se demostró que para obtener los mayores beneficios de la generación distribuida sin necesidad de realizar adecuaciones a los alimentadores se debe instalar alrededor del 30% de la carga alimentada. Sin embargo, aunque estos resultados no son aplicables a todas las redes, la metodología de análisis y las consideraciones si lo son. Además, la red que hemos utilizado, el IEEE 13 Node Test Feeder, es representativa de los alimentadores principales de muchas redes de distribución.

Para seleccionar el tipo de tecnología para generación distribuida se debe tomar en cuenta el espacio disponible, los recursos disponibles y todos los aspectos económicos que pueden limitar la implementación de algunas de las tecnologías. Los resultados obtenidos por esta metodología optimizan la ubicación y tamaño de los generadores en función de la regulación de voltaje y las pérdidas, y sirven como insumos al siguiente proceso en el que se selecciona específicamente que tipo de generador utilizar.

REFERENCIAS

- ASEP (2013), Titulo IX al reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado *Normas de Calidad de Servicio Técnicos* Resolución AN No. 6001-Elec, Mar 2013.
- Atwa, Y.M. and El-Saadany, E.F. (2009). "Reliability evaluation for distribution system with renewable distributed generation during islanded mode of operation". *IEEE Transactions on Power Sytems*, Vol. 24, No. 2, pp 572-581.
- Bae, I. and Kim, J. (2007). "Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode". *IEEE Transactions on Power Sytems*, Vol. 22, No. 2, pp 785-790.

- Barazarte, R. (2011). "Investigation of Multi-Frequency Power Transmission and System", Ph.D. thesis, Texas A&M University, College Station, Texas, USA.
- Chaitusaney, S. and Yokoyama, A. (2008). "Prevention of reliability degradation from recloser-fuse miscoordination due to distributed generation". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 4, pp 2545-2554.
- Chiradeja, P. (2005). "Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis". *Proceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific*, pp. 1-5.
- Han, L., Zhou, R., and Deng, X. (2009). "An analytical method for DG placements considering reliability improvements". *Proceedings of the Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5.
- IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. (1992). Radial Distribution Test Feeders, <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>, 02/13/14.
- Katiranej, F. and Romero Agüero, J. (2011). "Integration challenges: studies for utility-scale photovoltaic distributed generation". *IEEE Power & Energy Magazine*, May/June, pp 62-71.
- Kersting, W.H., (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*, 1^{ra} edición, CRC Press, Boca Raton, Florida.
- Patton, T., Wood, J., and Wood, D. (2013). <http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/IEEETestCases/>, 12/02/13.
- Püttgen, H. B., Macgregor, P. R., and Lambert, F. C. (2003). "Distributed generation: semantic hype or the dawn of a new era?". *IEEE Power & Energy Magazine*, January/February, pp 22-29.
- Sexauer, J., (2012). *New User Primer: The Open Distribution System Simulator*.

Authorization and Disclaimer

Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.