

Control del voltaje mediante inversores fotovoltaicos en redes eléctricas inteligentes

Víctor A. Corona Cruz*, Luis J. Ricalde Castellanos*, Braulio J. Cruz Jiménez*, Alejandro Razo Miranda**

* *Maestría en Ingeniería, Energías Renovables, Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán*
victor.corona@hotmail.com, lricalde@uady.mx

** *Comisión Federal de Electricidad, División de Distribución Peninsular*
alejandro.razo01@cfe.gob.mx

Resumen: En este trabajo se analizaron las condiciones para que los inversores de los sistemas fotovoltaicos participen en el control del voltaje de la red de distribución a la cual están conectados así como los beneficios que se alcanzarían. Se utilizó un simulador del sistema eléctrico de potencia que modela adecuadamente los sistemas fotovoltaicos para analizar el comportamiento del voltaje, las pérdidas y la capacidad de alojamiento de una red típica de media tensión ante diferentes escenarios de generación fotovoltaica.

Palabras clave: Control de voltaje en la red, red eléctrica inteligente, inversores, sistema fotovoltaico.

1. INTRODUCCION

La regulación del voltaje de los puntos de carga a través de un circuito distribución es un fenómeno dinámico que requiere conectar cerca de las cargas, fuentes de potencia reactiva discretas de acuerdo a la condición operativa o fuentes dinámicas de potencia reactiva. Los costos de producción y almacenamiento de diversas fuentes de energía renovables de baja capacidad han disminuido sensiblemente, ahora se trabaja a nivel mundial en su integración a redes eléctricas inteligentes (smart grids) utilizando avanzados sistemas de control.

1.1 Integración de sistemas fotovoltaicos a la red

La intermitencia de la generación distribuida puede provocar problemas como regulación de voltaje, fluctuaciones de frecuencia e incluso en casos extremos, colapsos de voltaje (Xin et al. 2011). La exportación de flujo de potencia de los alimentadores hacia la red de distribución provocará altos voltajes asociados que podrían causar la violación de los límites de operación. Los inversores de los sistemas fotovoltaicos pueden ayudar con su capacidad de energía reactiva a controlar el voltaje y disminuir las pérdidas de la red (Costabeber et al. 2012).

Las compañías y los operadores de los sistemas de potencia se deben preparar para integrar y manejar mejor las fuentes de energías renovables en sus sistemas (Liu et al. 2008). Las redes eléctricas actuales deben convertirse en redes inteligentes en las que los parámetros de calidad del suministro de la energía eléctrica son premisas que se deben de cumplir (Kaplan et al. 2009).

La capacidad de alojamiento se ha definido como la máxima penetración de generación distribuida que la red de

distribución puede alojar funcionando de acuerdo con los criterios de diseño y planificación de redes. (Bletterie et al. 2010). El control del voltaje es el parámetro crítico que limita la conexión de los sistemas fotovoltaicos (Vu Van et al. 2009), por lo que es indispensable analizar el comportamiento del voltaje de la red eléctrica actual y futura con la participación de los inversores de los sistemas fotovoltaicos como fuentes de potencia reactiva, sobre todo en regiones en las que el potencial del recurso solar es alto y en las que se prevé que se conectarán a la red la mayor cantidad de sistemas.

1.2 Modos de control de la generación de energía

Hay tres tipos de modos de control para la gestión de la energía generada por los sistemas fotovoltaicos, cada uno con características diferentes que pueden ser utilizados de acuerdo a las características de las redes de distribución y la cantidad de sistemas PV conectados. El control centralizado alcanza un resultado óptimo pero es muy caro debido a la necesidad de tener comunicación de cada uno de los sistemas fotovoltaicos con un centro de control en donde se ejecutan programas de aplicación que optimizan las condiciones de operación determinándose los ajustes de cada uno de los sistemas fotovoltaicos, los cuales se envían a cada uno de ellos. El control cooperativo distribuido sólo requiere de una banda estrecha de comunicación para que cada unidad se comunique a bajas velocidades con las unidades vecinas para intercambiar datos sobre la potencia activa y reactiva con el objetivo de minimizar los flujos de energía reactiva y las pérdidas por calentamiento (Costabeber et al. 2012).

Un esquema de control descentralizado local despacha potencia en cada inversor fotovoltaico basado en mediciones locales instantáneas. Este esquema es capaz de mejorar simultáneamente muy significativamente la calidad del

suministro y la reducción global de pérdidas en el circuito entero (Turitsyn et al. 2010). Por su costo y beneficios utilizamos en este trabajo este esquema de control. Se puede controlar la potencia reactiva: con un factor de potencia constante, con un factor de potencia variable dependiendo de la potencia de generación $\cos \theta = f(p)$ (Figura 1) o dependiendo del valor del voltaje en el punto de interconexión $Q = f(V)$ (Figura 2).

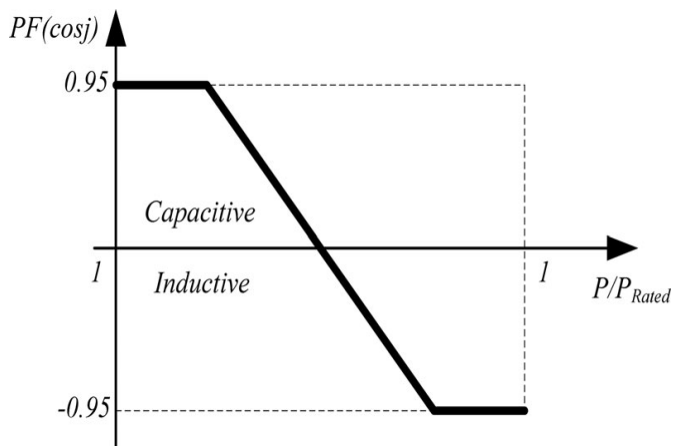


Figura 1. Característica $\cos \theta = f(p)$ (Youngsan B. et al. 2013).

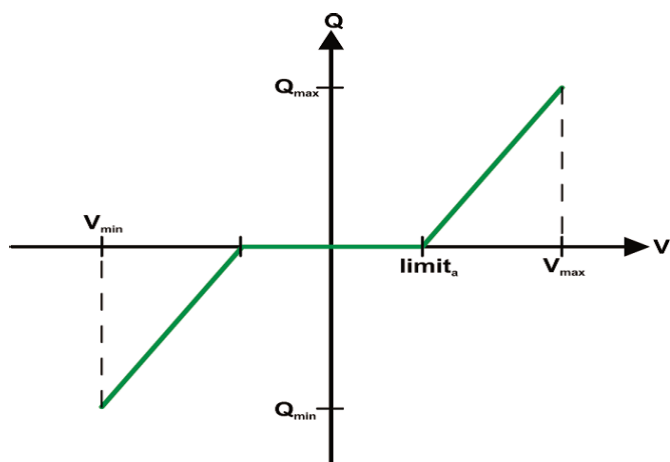


Figura 2. Característica $Q = f(V)$ (Youngsan B. et al. 2013).

Esslinger y Witzman (2012) llegan a la conclusión de que el método característica de potencia reactiva/voltaje es más eficiente que el método característico del factor de potencia, ya que limita el flujo de potencia reactiva adicional y pérdidas de potencia activa en la red. Sin embargo, debido a que la magnitud de la variación del voltaje en los puntos de conexión de red más cercanos a un transformador es menor. La solución más flexible es la implementación de una infraestructura de comunicación entre los inversores y el operador de la red eléctrica, sin embargo el costo es alto y puede ser comparable con el costo de reforzar la red. Una opción es considerar una característica potencia reactiva/voltaje que se ajuste localmente convirtiéndose en un modo de control local de lazo cerrado.

2. DESARROLLO

2.1 Condiciones supuestas

Los sistemas fotovoltaicos se modelaron como una fuente de corriente y el ángulo de desfase de la corriente con respecto al voltaje de la red ($I \cos \theta$). Se seleccionaron y modelaron dos circuitos de distribución típicos de 13.8 kilovolts (kV) de la ciudad de Mérida en el estado de Yucatán, México; que permitieran la generalización de los resultados, uno urbano y otro rural a través de los cuales actualmente se está suministrando energía eléctrica en media y baja tensión a diferentes tipos de usuarios. Se utilizó el simulador de sistema eléctrico de distribución NEPLAN de la compañía Busarello+Cott+Partner Inc. de Zurich Suiza que modela adecuadamente e integra las fuentes de energía renovables. La topología de los circuitos seleccionados se respetó incluyendo los dispositivos de compensación de voltaje que están instalados con la finalidad de observar cómo interactúan éstos con los inversores de los sistemas fotovoltaicos. Se consideró la capacidad de generación de los sistemas fotovoltaicos utilizados en los estudios de acuerdo con la capacidad de carga instalada y de una forma balanceada en cada una de las fases, de manera que no existan problemas de desbalances de voltaje; lo que en la práctica exige un control dinámico por parte de las compañías eléctricas.

El circuito urbano opera con un voltaje nominal de 13.8 kV a partir de una Subestación con buses de 230/115/34.5/13.8 kV. Su capacidad de transformación de 115/13.8 kV es de 60 mega voltamperios (MVA) con 8 circuitos de 13.8 kV; cuenta con aproximadamente 69.25 kilómetros de línea troncal y 39.21 kilómetros de ramales, alimenta a 7,400 usuarios de los cuales 293 están conectados en media tensión. Hay 731 transformadores instalados con una capacidad de 34.08 MVA y 3 bancos de capacitores de 300 kilo vars (kVAR). Se simuló la conexión de 61 sistemas fotovoltaicos a lo largo del circuito (Figura 3)

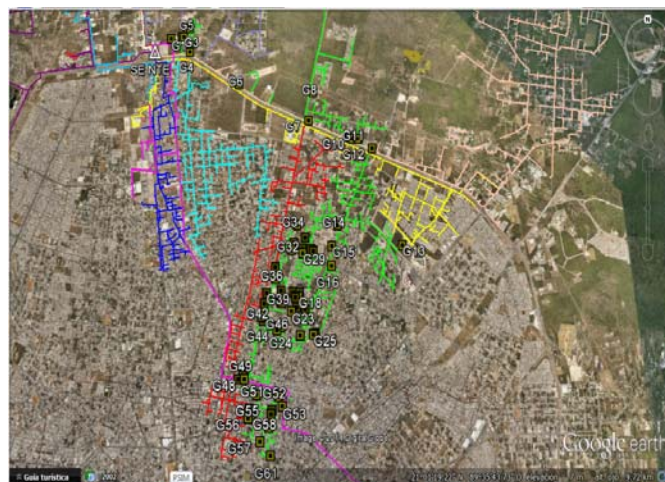


Figura 3. Circuito urbano con los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

El circuito rural opera a un voltaje nominal de 13.8 kV a partir de una Subestación con buses de 34.5/13.8 kV. Su capacidad de transformación es de 5/6.25 MVA con 2 circuitos de 13.8 kV, cuenta con aproximadamente 43.74 kilómetros de línea troncal y 15.74 kilómetros de ramales, alimenta 2,654 usuarios de los cuales 23 están conectados en media tensión. Hay 120 transformadores instalados con una capacidad de 5.64 MVA y 2 bancos de capacitores de 300 kVAR. Se simuló la conexión de 37 sistemas fotovoltaicos a lo largo del circuito (Figura 4).

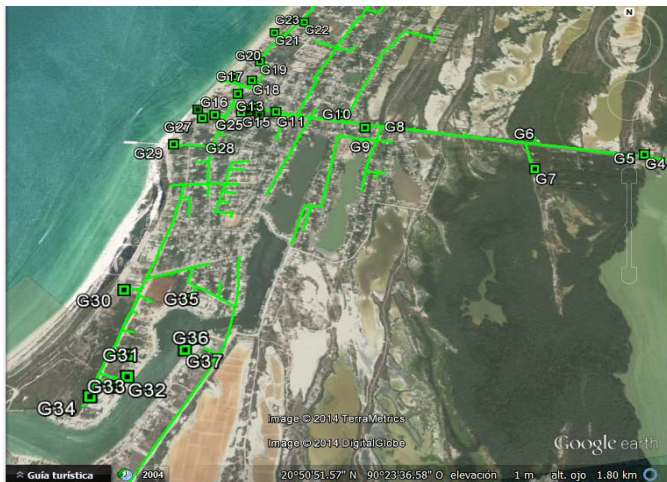


Figura 4. Circuito rural con los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

2.2 Escenarios

Se efectuaron simulaciones de flujos de energía en los circuitos seleccionados, con diferentes cargas durante el transcurso de un día y del año, con diferentes escenarios factibles: a) sin la conexión de algún sistema fotovoltaico, b) con diferentes cantidades de sistemas fotovoltaicos interconectados a lo largo del circuito cuyos inversores no tengan la habilidad de participar en el control de voltaje de la red (factor de potencia unitario) y c) con diferentes cantidades de sistemas fotovoltaicos interconectados a lo largo del circuito operando con factor de potencia 0.95, así como con la característica $Q=f(V)$.

3. RESULTADOS

Los resultados de los diferentes casos de estudio se presentan en gráficas en la que se pueden observar en los diferentes escenarios el comportamiento del voltaje a través de los circuitos (perfil de voltaje) con relación a su voltaje nominal y los límites de calidad establecidos, y en tablas que registran los datos de: la carga del circuito y flujo de energía en su alimentador, la potencia reactiva generada por los bancos de capacitores conectados a la red, la generación y el factor de potencia de los sistemas fotovoltaicos sincronizados, así como el nivel de pérdidas totales de energía. El punto óptimo de operación se determinó considerando que se minimicen: las pérdidas y la desviación del voltaje con relación a su valor nominal, y a la vez se maximice la cantidad de generación fotovoltaica que se puede sincronizar a la red.

3.1 Circuito urbano

En la Tabla 1 y en la Figura 5 se muestran los resultados de los casos del circuito urbano con 3.153 MVA de carga (demanda mínima anual del mes de enero), sin y con diferentes cantidades de generación con diferentes factores de potencia o $Q=f(V)$. Se sombreadon con diferentes colores los casos óptimos de operación para cada factor de potencia y para $Q=f(V)$.

Tabla 1. Resultados circuito urbano con 3.153 MVA de carga

MVA DE CARGA	F.P.	MVA DE GENERACIÓN	F.P.	MW EN SUBESTACIÓN	MVAR EN SUBESTACIÓN	CAPACITOR ES	MVA PÉRDIDAS	VOLTAJE NODO 61 EN P.U.
3.153	-0.95	0	N/A	3.034	0.11	0.878	0.039	0.9846
3.153	-0.95	2.115	1	0.884	0.009	0.986	0.079	0.9966
3.153	-0.95	2.115	0.95	0.994	-0.657	0.908	0.072	1.004
3.153	-0.95	3.078	1	-0.081	-0.007	0.905	0.087	1.0019
3.153	-0.95	3.078	0.95	0.078	-0.976	0.992	0.078	1.0125
3.153	-0.95	3.096	$Q=f(V)$	-0.099	-0.009	0.905	0.087	1.0019
3.153	-0.95	5.769	1	-2.741	0.038	0.927	0.039	1.0157
3.153	-0.95	5.769	0.95	-2.445	-1.781	0.959	0.04	1.0353
3.153	-0.95	5.807	$Q=f(V)$	-2.775	0.194	0.924	0.035	1.0137
3.153	-0.95	7.795	$Q=f(V)$	-4.662	0.791	0.929	0.187	1.0173
3.153	-0.95	9.618	1	-6.449	0.325	0.955	0.341	1.0336
3.153	-0.95	9.738	$Q=f(V)$	-6.498	1.131	0.941	0.437	1.0242

NTE 4050 PERFILES DE VOLTAJE CON 3.153 MVA DE CARGA SIN Y CON DIFERENTES CANTIDADES DE GENERACIÓN, CON DIFERENTES F.P. O $Q=f(V)$

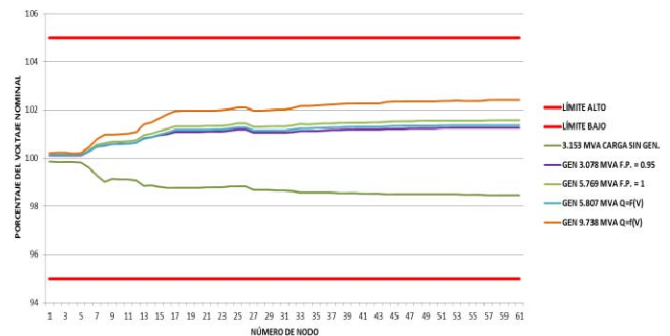


Figura 5. Perfiles de voltaje del circuito urbano con 3.153 MVA de carga

En la Tabla 2 y la Figura 6 se presentan los resultados con 9.13 MVA de carga (demanda máxima anual del mes de mayo). Los valores máximos de capacidad de alojamiento se determinaron con una carga de 3.153 MVA (ya que satisfacen todas las demás condiciones operativas); con factor de potencia 0.95 la capacidad máxima de alojamiento de generación fotovoltaica que se alcanza es de 3.078 MVA, con factor de potencia 1 o con $Q=f(V)$ la capacidad de alojamiento sube a 5.807 MVA. En condiciones extremas se puede generar hasta 9.738 MVA con $Q=f(V)$ pero con altas pérdidas (0.437 MVA).

Tabla 2. Resultados circuito urbano con 9.133 MVA de carga

MVA DE CARGA	F.P.	MVA DE GENERACIÓN	F.P.	MW EN SUBESTACIÓN	MVAR EN SUBESTACIÓN	CAPACITORES	MVA PÉRDIDAS	VOLTAJE NODO 61 EN P.U.
9.13	-0.95	0	N/A	9.047	2.864	0.784	0.88	0.9242
9.13	-0.95	3.078	1	5.757	2.334	0.816	0.339	0.9455
9.13	-0.95	3.14	Q=f(V)	5.736	1.734	0.827	0.309	0.9539
9.13	-0.95	7.692	1	1.004	1.901	0.858	0.04	0.9736
9.13	-0.95	7.692	0.95	1.379	-0.509	0.902	0.058	1.0011
9.13	-0.95	9.618	1	-0.919	1.939	0.875	0.044	0.9841
9.13	-0.95	9.618	0.95	-0.449	-1.148	0.929	0.067	1.0179
9.13	-0.95	9.646	Q=f(V)	-0.951	1.669	0.88	0.051	0.9879
9.13	-0.95	14.466	Q=f(V)	-5.636	2.207	0.911	0.311	1.0078

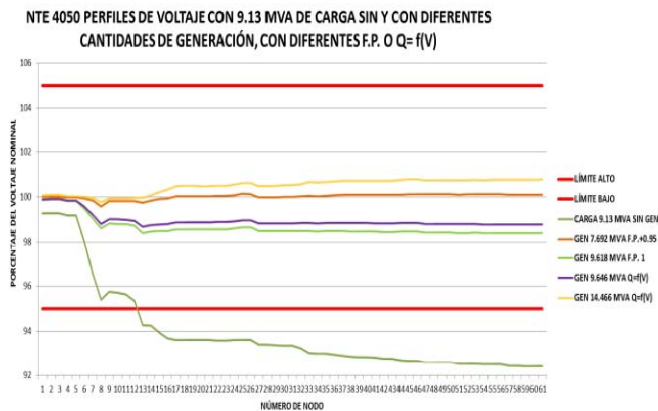


Figura 6. Perfiles circuito urbano con 9.13 MVA de carga

3.2 Circuito Rural

En la Tabla 3 y en la Figura 7 se muestran los resultados de los casos del circuito rural con 0.622 MVA de carga (demanda mínima anual del mes de enero), sin y con diferentes cantidades de generación con diferentes factores de potencia o $Q=f(V)$. Se sombreadon con diferentes colores los casos óptimos de operación para cada factor de potencia y para $Q=f(V)$.

Tabla 3. Resultados circuito rural con 0.622 MVA de carga

MVA DE CARGA	F.P.	MVA DE GENERACIÓN	F.P.	MW EN SUBESTACIÓN	MVAR EN SUBESTACIÓN	CAPACITORES	MVA PÉRDIDAS	VOLTAJE NODO 37 EN P.U.
0.622	-0.95	0	N/A	0.618	-0.429	0.591	0.042	0.9913
0.622	-0.95	0.347	1	0.257	-0.468	0.614	0.05	1.0113
0.622	-0.95	0.347	0.95	0.281	-0.576	0.619	0.047	1.016
0.622	-0.95	0.721	1	-0.118	-0.494	0.637	0.052	1.0318
0.622	-0.95	0.721	0.95	-0.069	-0.719	0.649	0.046	1.0412
0.622	-0.95	1.136	1	-0.519	-0.508	0.663	0.047	1.0532
0.622	-0.95	1.136	0.95	-0.443	-0.862	0.681	0.051	1.0677
0.622	-0.95	1.386	1	-0.754	-0.509	0.678	0.048	1.0655
0.622	-0.95	1.453	Q=f(V)	-0.763	-0.044	0.649	0.044	1.0422

CRO 4020 PERFILES DE VOLTAJE CON 0.622 MVA DE CARGA SIN Y CON DIFERENTES CANTIDADES DE GENERACIÓN, CON DIFERENTES F.P. O $Q=f(V)$

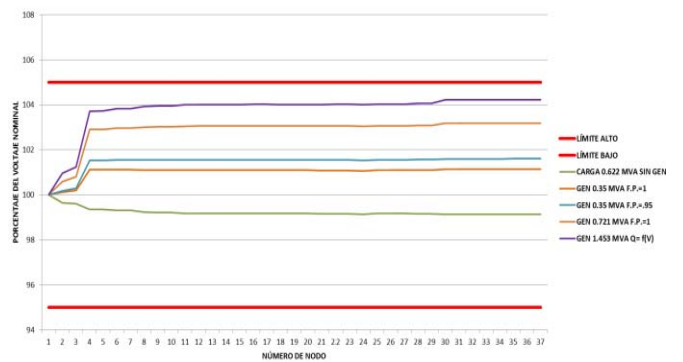


Figura 7. Perfiles circuito rural con 0.622 MVA de carga

En la Tabla 4 y en la Figura 8 se presentan resultados con una carga de 1.41 MVA (demanda máxima anual del mes de mayo). Los valores máximos de capacidad de alojamiento se determinaron con una demanda mínima de 0.622 MVA, (ya que satisfacen todas las demás condiciones operativas); con factor de potencia unitario o con 0.95 la capacidad máxima de alojamiento de generación fotovoltaica que se alcanza es de 0.347 MVA, con $Q=f(V)$ la capacidad de alojamiento sube hasta 1.453 MVA.

Tabla 4. Resultados circuito rural con 1.41 MVA de carga

MVA DE CARGA	F.P.	MVA DE GENERACIÓN	F.P.	MW EN SUBESTACIÓN	MVAR EN SUBESTACIÓN	CAPACITORES	MVA PÉRDIDAS	VOLTAJE NODO 37 EN P.U.
1.41	-0.95	0	N/A	1.439	-0.037	0.524	0.111	0.9307
1.41	-0.95	0.729	1	0.63	-0.172	0.575	0.043	0.9798
1.41	-0.95	0.729	0.95	0.676	-0.403	0.586	0.042	0.9875
1.41	-0.95	0.729	Q=f(V)	0.632	-0.218	0.577	0.041	0.9798
1.41	-0.95	1.149	1	0.193	-0.218	0.602	0.056	1.0016
1.41	-0.95	1.149	0.95	0.265	-0.581	0.62	0.046	1.0171
1.41	-0.95	1.402	1	-0.6	-0.237	0.618	0.059	1.0157
1.41	-0.95	1.402	0.95	0.029	-0.679	0.64	0.047	1.034
1.41	-0.95	1.402	Q=f(V)	-0.6	-0.187	0.615	0.057	1.0127
1.41	-0.95	1.782	Q=f(V)	-0.408	-0.098	0.63	0.5	1.0261

CRO 4020 PERFILES DE VOLTAJE CON 1.41 MVA DE CARGA SIN Y CON DIFERENTES CANTIDADES DE GENERACIÓN, CON DIFERENTES F.P. O $Q=f(V)$

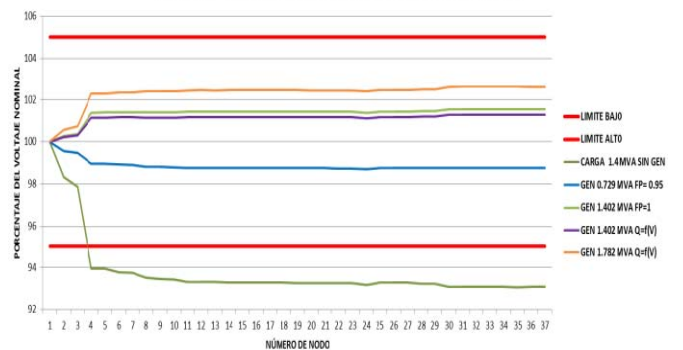


Figura 8. Perfiles circuito rural con 1.41 MVA de carga

3.3 Transitorios de generación y carga

Analizando el comportamiento de los perfiles de voltaje del circuito urbano (Figura 9), se puede observar que al operar con un modo de control $Q = f(V)$ ante la pérdida de generación (día nublado), las variaciones de los perfiles de voltaje son menores que operando con factor de potencia unitario, llegando inclusive a marcar la diferencia entre mantenerse en el rango de calidad o no.

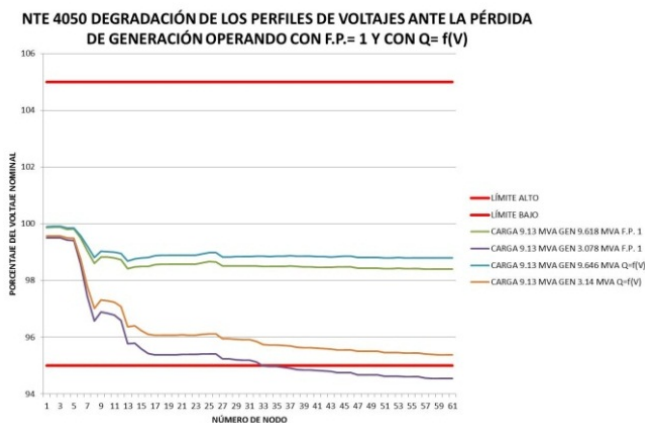


Figura 9. Circuito urbano ante pérdida de generación

En el caso del circuito rural, al operar con un modo de control $Q = f(V)$ ante la pérdida de carga (desconexión por falla), las variaciones de sus perfiles de voltaje son menores que operando con factor de potencia unitario, llegando inclusive a marcar la diferencia entre mantenerse en el rango de calidad o no (Figura 10).

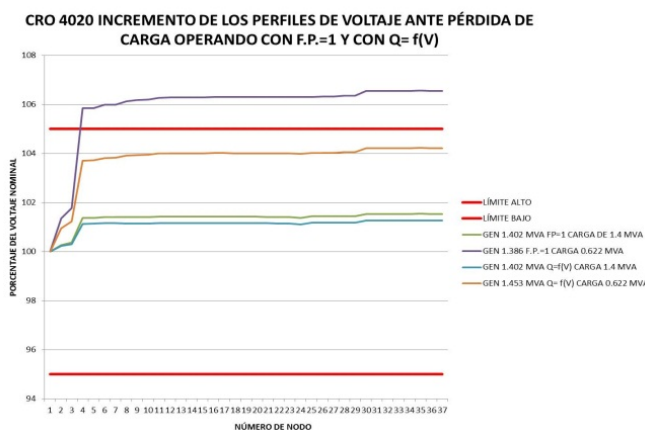


Figura 10. Circuito urbano ante pérdida de carga

3.4 Operación con factor de potencia unitario

Como se puede observar en la tabla 2 y la tabla 4, cuando se operan los sistemas fotovoltaicos que se encuentran interconectados a un circuito de distribución con un factor de potencia unitario y su generación es menor que la demanda del circuito, su aportación disminuye la energía activa que se

transporta desde la subestación hasta la carga; disminuyendo las pérdidas y subiendo el perfil de voltaje a través del circuito. En el caso de que la generación de los sistemas fotovoltaicos interconectados sea mayor que la demanda del circuito, conforme aumenta la generación y el flujo de energía activa hacia la subestación, las pérdidas aumentan y el perfil de voltaje tiende a subir.

3.5 Operación con factor de potencia fijo en 0.95

Si para compensar la energía reactiva que consumen las cargas conectadas a lo largo de la red, se elige el modo de control de los inversores de los sistemas fotovoltaicos para operar con factor de potencia adelantado fijo de 0.95; la energía activa que genera el sistema fotovoltaico disminuye en un 5% y se genera energía reactiva igual al 31% de la energía aparente; disminuye la energía activa y reactiva que se transporta desde la subestación hasta las cargas lo que disminuye aún más las pérdidas y eleva más el perfil de voltaje que cuando se opera con factor de potencia unitario. Sin embargo cuando la cantidad de generación de los sistemas conectados a la red se aproxima al valor de la demanda, seguir operando con factor de potencia adelantado provoca altos voltajes en la red y un aumento de las pérdidas (Ver tabla 2 y la tabla 4).

3.6 Operación con característica $Q = f(V)$

En este modo de operación $Q = f(V)$ (potencia reactiva/voltaje), la generación o consumo de energía reactiva se ajusta dentro del rango definido ($f.p. = +/- 0.95$) para minimizar la desviación del voltaje en el punto de interconexión con relación al voltaje nominal de operación (Figura 5). Como se observa en la Figura 2 se ajusta localmente (rango de factor de potencia, banda muerta, pendiente de operación) y se convierte en un modo de control local de lazo cerrado, en el que los sistemas fotovoltaicos generan o absorben energía reactiva (operando con factor de potencia adelantado o atrasado) dependiendo del rango del factor de potencia seleccionado y el valor del voltaje del punto de la red al cual están conectados. Este modo de operación minimiza la desviación del voltaje en el punto de interconexión con relación al voltaje nominal de operación, disminuye las pérdidas y coadyuva a lograr una mejor condición operativa final ante transitorios (Figuras 10 y 11).

4. CONCLUSIONES

Se obtienen grandes beneficios si los inversores de los sistemas fotovoltaicos pueden integrar funciones que ayuden a mejorar el comportamiento de la red a la que están sincronizados como es el participar en el control del voltaje generando o absorbiendo energía reactiva de acuerdo a las necesidades de la red coadyuvando a los objetivos generales de una red eléctrica inteligente (smart grid).

Contar con el apoyo de los activos que ofrece la generación distribuida adicionalmente a contar con una mayor capacidad de comunicación permite la metamorfosis de la red de distribución existente a una red inteligente.

En los sistemas fotovoltaicos la incorporación de la capacidad a sus inversores de compensar potencia reactiva, transforma este tipo de generación distribuida de la causa de una problemática, a una fuente de energía limpia que coadyuva a que: el comportamiento del voltaje de la red de distribución a lo largo de los circuitos cumpla con los parámetros de calidad establecidos con los usuarios, disminuyan las pérdidas eléctricas por calentamiento de los conductores al reducir la potencia reactiva que circula optimizando la operación de los activos existentes, aumenta la capacidad de alojamiento de manera que se puedan conectar fuentes de generación y almacenamiento de energías renovables e incentiva la sostenibilidad del medio ambiente.

En el futuro se debe estudiar el desbalance de voltaje o carga entre fases de la red de distribución, que puede convertirse en un aspecto crítico por la conexión de sistemas fotovoltaicos monofásicos o bifásicos; por lo que es conveniente determinar el desbalance máximo permitido que una fuente de generación distribuida pueda ocasionar, y revisar la capacidad a partir de la cual los sistemas deben ser trifásicos.

5. REFERENCIAS

- Bletterie B., Gorsek A., Uljanic B., Blazic B., Woyte A., Vu Van T., Truyens F., Jahn, J. (2010). Enhancement of the Network Hosting Capacity – Clearing Space for/with PV. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition/5th World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion, 6–10 September 2010, Valencia, Spain, pp. 4828–4834.
- Costabeber A., Tenti P., Mattavelli, P.(2012). Distributed cooperative control of low-voltage residential microgrids. “Power Electronics for Distributed Generation Systems” (PEDG), 2012 3rd IEEE. International Symposium on Digital Object:Identifier 10.1109/PEDG.2012.6254042 Page(s):457-463.
- Esslinger P., Witzmann R. (2012). Evaluation of reactive power control concepts for PV inverters in low voltage grids. International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lisbon, pp. 1-4, May 2012.
- Kaplan S. M., Sissine F., Abel A., Wellinghoff J., Kelly S. G., & Hoecker J. J. (2009). Improving Electrical Grid Efficiency; Integrating New and Renewable Energy Sources. Alexandria VA USA: TheCapitol.Net,Inc.
- Liu Y., Bebic J., Kroposki B., de Bedout J., Ren W. (2008). Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration PV. On line available <http://www.1eere.energy.gov/solar/pdfs/42298.pdf> Recuperado el 13 de enero de 2013.
- Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M., (2010). Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference Digital Object Identifier: 10.1109/SMARTGRID.2010.5622021 , Páginas 79 – 84.
- Vu Van T., Woyte A., Harris F., De Gheselle L., Palmers G., Neyens J., Truyens F., Bletterie B., Brunner H., De Brabandere K., Reekers J., Sporleder M., Blazic B., Papic I., Engelen R., Alenus J. (2009): The MetaPV project: photovoltaics for active distribution systems. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Hamburg, Germany, September 2009.
- Youngsan B., Trung-Kien V., Rae-Young K.(2013). Implemental control strategy for grid stabilization of grid-connected pv system based on german grid code in symmetrical low-to-medium voltage network. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 28, no. 3, september 2013.
- Xin H., Lu Z., Qu Z., Gan D., Qi D. (2011). Cooperative control strategy for multiple photovoltaic generators in distribution networks. Published in “IET Control Theory and Applications”. Vol. 5, Iss. 14, pp. 1617–1629