



COMISION DE INTEGRACION ENERGÉTICA REGIONAL

Código: VCONCIER-CO-D3.2./119

V Congreso CIER de la Energía 2017

“Energía sostenible para todos en el entorno de una sociedad inteligente”

Medellín, Colombia; 28 de noviembre de 2017



**CONTROL DE TENSIÓN EN REDES INTELIGENTES PARA OPTIMIZAR
LA OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Autor/es: RENATO HUMBERTO CESPEDES, PHD¹.
JUAN FELIPE REYES MORALES, ING².

Empresa: RCONSULTING GROUP

Cargo: ¹Partner and CEO
²Ingeniero de Proyectos

PALABRAS-CLAVE: Conservation Voltage Reduction, CVR, Smart Grids, Voltage Var Optimization (VVO), Distribution System

Código de subtema: D3.2.-CO

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Carrea 14 # 90 - 31, Chico
Código Postal: 110221
Teléfono: (57-1) 6361466
E-Mail: renato.cespedes@rcgsas.com

Abstract—La operación tradicional de los sistemas de distribución se centra en mantener los niveles de tensión de los usuarios finales tan cerca como sea posible de sus valores nominales. Sin embargo, tendencias recientes propenden por aplicar nuevos métodos como la flexibilización de la tensión dentro de límites regulatorios para lograr una optimización en los sistemas de distribución que permita obtener ahorros de energía y otros beneficios adicionales como por ejemplo la reducción de los niveles de CO2. Este artículo explora el marco conceptual de la optimización de la operación de las redes de distribución a través del uso de tecnologías de las Smart Grids diseñadas para el control de la tensión de suministro del usuario final y analiza su implementación en el caso Colombiano con el fin de resaltar los diferentes beneficios que trae la implementación de nuevos métodos de operación en las redes eléctricas en la Región.

I. Introducción

En sistemas eléctricos operando con limitaciones debido a problemas de suministro de energía o de potencia se ha recurrido en el

pasado a disminuir el consumo energético a través de la reducción de la tensión y/o frecuencia. Esta práctica se ha aplicado normalmente para condiciones críticas o de emergencia, sin embargo, actualmente se ha considerado flexibilizar la operación de la red en condiciones normales disminuyendo la magnitud de la tensión de suministro de los usuarios finales a los valores mínimos permitidos por la regulación, esto con el fin de mejorar el desempeño energético y la eficiencia de la red, y optimizar el uso de los recursos del sistema en su conjunto.

Este documento presenta los resultados del análisis de la incidencia del control de tensión en redes eléctricas como una medida orientada a reducir la demanda en condiciones de emergencia o de forma permanente. Su contenido trata en particular la reducción de la demanda de energía como resultado de la reducción de la magnitud de la tensión, sin embargo, como se observa en resultados ilustrativos, esta técnica se puede aplicar igualmente para reducir la demanda máxima. El documento expone algunos casos de uso que soportan las conclusiones, estos casos son tomados de referencias de aplicaciones en el marco de las Redes inteligentes (*Smart Grids*)

para el caso de los Estados Unidos, los cuales, por sus características, son los más aproximados a las condiciones de las redes de distribución de Latinoamérica.

II. Marco Conceptual

A. Factor de Conservación de la Tensión - CVR

Es conocido que existe una dependencia entre la potencia consumida y la tensión de suministro de una carga, y que intuitivamente esta es directa, puesto que a una mayor tensión de alimentación se espera un mayor consumo de energía. Por lo tanto es razonable plantear la posibilidad de reducir el consumo de energía controlando los niveles de tensión. Por otra parte, teniendo en cuenta que la tensión de suministro de una carga está regulada y sujeta a unos límites dentro de los cuales debe permanecer para mantener la calidad del servicio, se plantea la posibilidad de utilizar todo el rango permitido del suministro sin afectar la calidad, con el propósito de optimizar el desempeño global de la red y en particular mejorar su eficiencia. Esta medida puede incidir en toda la cadena de suministro ayudando a mitigar riesgos de abastecimiento por falta de energía o falta de potencia (demanda máxima), en particular en condiciones críticas de operación.

Las condiciones operativas definidas en la regulación colombiana para las redes eléctricas con niveles de tensión inferiores a 500 kV establecen que la magnitud de la tensión de alimentación de las subestaciones debe de permanecer dentro del rango normal típico establecido, el cual es de +/- 10% del valor nominal (Ver Tabla 1) [1]. Adicionalmente, la mayor parte de los usuarios finales del sistema eléctrico se encuentran conectados a las redes de tensión de nivel 1, motivos por los cuales el ámbito de aplicación de las medidas de control de tensión que se tratan en este documento se limitan a las denominadas redes de distribución, y de forma particular aquellas que cuentan con característica radial. Se excluyen del análisis de este documento en consecuencia las redes enmalladas, aun cuando estas se encuentren a niveles de tensión inferiores al mencionado.

TABLA 1 LÍMITES DE DESVIACIÓN ESTACIONARIA DE TENSIÓN (DOCUMENTO CREG 032 DE 2012).

Nivel de tensión	Valor máximo	Valor mínimo
Nivel 1 < 1 kV	110%	90%
Nivel 2	110%	90%
Nivel 3	110%	90%
Nivel 4	110%	90%
STN < 500kV	110%	90%
STN >= 500 kV	105%	90%

La relación entre la reducción de tensión y la reducción de potencia se conoce en la literatura técnica como *Conservation Voltage Reduction (CVR)*. El principio de CVR sugiere que si la magnitud de la tensión de suministro es disminuida en el punto de conexión del cliente al límite inferior de la franja permitida por la regulación, es posible reducir el consumo de energía eléctrica (kWh). Reducciones en la demanda máxima (kW) y en las pérdidas de energía son también beneficios adicionales en algunas aplicaciones [2].

La eficacia del CVR puede ser evaluada por tres diferentes factores de Conservación de la Reducción de la Tensión (CVR_f), uno para potencia activa (kW), otro para potencia reactiva (kVAR) y el último para energía (kWh), respectivamente. Este factor se define como el porcentaje de reducción de la magnitud de las anteriores variables como resultado de una reducción del 1% en la magnitud de la tensión [2].

$$CVR_f = \frac{\% \text{ reducción de la variable}}{\% \text{ reducción de la tensión}} \quad (1)$$

B. Naturaleza de las cargas y su relación con el cálculo del Factor CVR

En general, las cargas pueden ser modeladas como cargas de impedancia, corriente o potencia constante, sin embargo, en la realidad los modelos de las cargas se presentan de forma combinada, asignando un porcentaje del total de la carga a cada una de las componentes [3]. Este comportamiento está representado por el modelo ZIP [4], el cual define la potencia aparente como una función cuadrática de la tensión, donde los coeficientes corresponden a una impedancia constante (Z), una corriente constante (I) y una potencia constante (PQ), los cuales en algunos casos pueden asumir valores negativos tal como se ha observado en pruebas de laboratorio [3].

$$S = S_0 \left(Z * \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + I * \left(\frac{V}{V_0} \right) + PQ \right) \quad (2)$$

Donde:

S: es la potencia aparente actual;

S₀: es la potencia aparente a tensión de referencia V₀ y;

(Z + I + PQ) = 1 [4].

Un caso particular sucede cuando Z=1, el cual corresponde al modelo de una carga 100% impedancia constante (por ejemplo cargas de tipo resistivo), aplicable a un gran número de cargas con consumo residencial en Latinoamérica. Bajo esta suposición se puede

definir un valor aproximado del Factor CVR para nuestra Región de la siguiente manera:

$$\Delta S = \frac{2V^2}{Z}$$

$$\frac{\Delta V}{V} S = S_0 \left(1 * \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right)$$

$$S = \frac{V_0^2}{Z} * \frac{V^2}{V_0^2}$$

$$\frac{\Delta S}{S} = 2 \frac{\Delta V}{V} \quad (3)$$

Donde:

S: Potencia Compleja;
V: Tensión eléctrica

De la Ecuación 3, se observa que la relación de variación de la potencia es de dos a uno con respecto a la variación de la tensión, esto quiere decir que por cada 1% de reducción de la tensión, la potencia aparente puede reducirse hasta en un 2%, (Factor CVR: 2).

Algunos valores típicos de los coeficientes ZIP para cargas en Estados Unidos son: Residencial: 30% Z, 70% P; Comercial: 50% Z, 50% P; e Industrial: 20% Z, 80% P [5]. Algunos valores medidos para cargas de uso final se muestran en la Tabla 2.

TABLA 2. EJEMPLOS DE VALORES ZIP PARA CARGAS DE USO FINAL [6]

Equipo	Z%	I%	PQ%
FAN	73	25	2
TV Plasma	-32	48	84
TV LED Calidad Media	-45	45	100
CFL 13 W	40	0	60
Incandescentes 75W	58	42	0

Además de la naturaleza de las cargas, también es importante estudiar su comportamiento a medida que se producen avances tecnológicos, puesto que en ocasiones, algunas de las características de las cargas emergentes no favorecen valores altos del factor CVR, llegando incluso a presentarse casos en los cuales la relación es inversa [7] (Ver Figura 1). Este comportamiento confirma el hecho de que los tipos de cargas en un alimentador tienen un impacto directo sobre los beneficios de CVR, por consiguiente es importante determinar, para cada alimentador del sistema de distribución el factor CVR que lo caracteriza, lo cual depende de la mezcla de los diferentes tipos de carga que este alimenta.

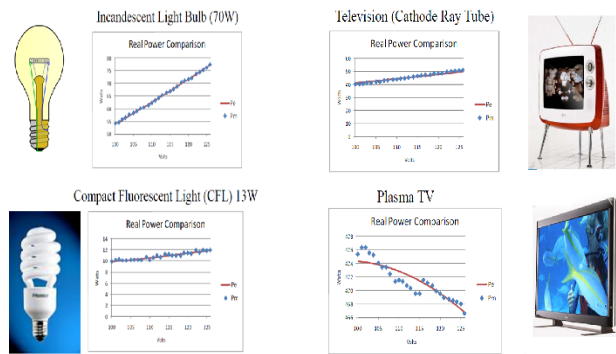


FIGURA 1 Comportamientos característicos de las cargas emergentes [7].

C. Otros aspectos a considerar

Otro factor importante que debe ser tenido en cuenta al momento de analizar los posibles beneficios del CVR es el comportamiento de la demanda a lo largo del día. Las variaciones de carga se reflejan en los perfiles de tensión de los alimentadores, aumentando su caída en los casos de mayor consumo energético. En la FIGURA 2 se presenta el perfil de tensión hipotético de un alimentador que va desde el transformador hasta la carga para dos condiciones de demanda, una durante la hora pico y otra durante la hora valle, utilizando el control de tensión CVR (V objetivo: 0.9 p.u.) y otra sin utilizar la disminución de tensión (V objetivo: 0.95 p.u.).

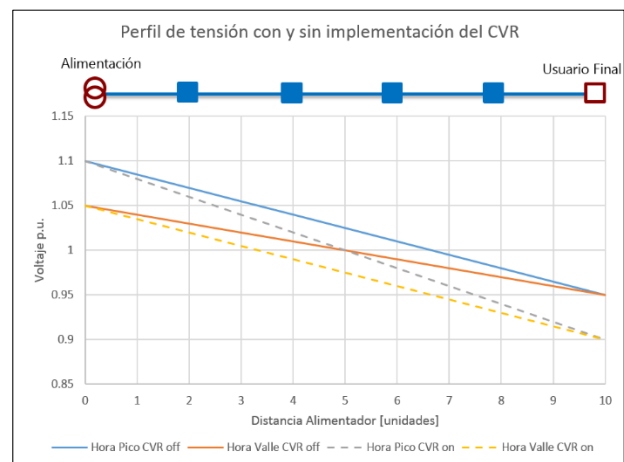


FIGURA 2 Perfil de tensión hipotético de un alimentador tradicional

La ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. supone que no hay ningún tipo de dispositivo intermedio dedicado a mejorar el perfil de tensión. Este comportamiento es típico en las redes eléctricas de distribución de los países de Latinoamérica en las cuales no es usual un despliegue significativo de capacitores por ejemplo [10].

Si se considera la presencia de dispositivos en la red de distribución dedicados a mejorar el perfil de tensión y el factor de potencia, como por ejemplo bancos de capacitores, reguladores

de tensión u otros similares, el perfil de tensión se acerca más al de la

FIGURA 3.

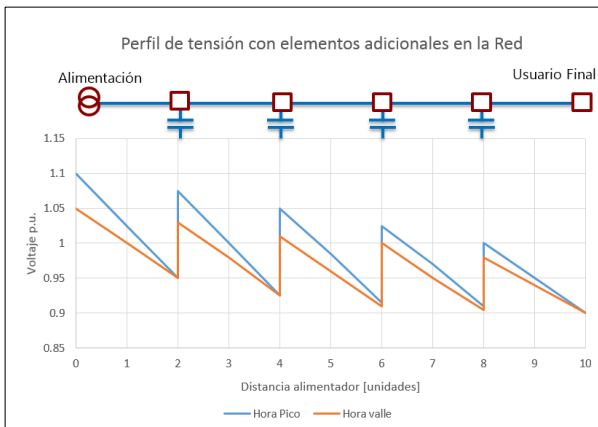


FIGURA 3 Perfil de tensión hipotético de un alimentador con bancos de condensadores

En consecuencia se observa que con la implementación de tecnología que permita aprovechar todo el rango posible de tensión se puede, si el factor CVR es adecuado, obtener resultados importantes de reducción de consumo de energía y/o potencia de una forma económica, rápida y eficaz. Las siguientes preguntas son algunas de las que se requiere contestar para definir su implementación en las redes donde se estudie la aplicación de estas técnicas:

- ¿El Factor CVR es atractivo para implementar técnicas de control de tensión?
- ¿Existe un margen para disminuir la tensión de forma a llegar a los extremos de los alimentadores dentro de límites regulatorios?
- Si las respuestas a las preguntas anteriores son positivas, ¿Cómo se puede implementar esta funcionalidad en el corto plazo?

Las secciones siguientes ofrecen una respuesta inicial a estos interrogantes a partir del análisis de las experiencias de la aplicación de esta tecnología en los Estados Unidos.

III. Implementación de la funcionalidad CVR para la disminución del consumo de energía y la demanda máxima

A. Implementación en los sistemas de distribución

El control de la tensión como medio para buscar la eficiencia energética de la red es uno de los aspectos que más fuerza está tomando en el análisis de los sistemas de distribución; evidencia de esto son los planteamientos del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) que identifica la funcionalidad CVR como una de las 6 áreas principales de enfoque para garantizar la eficiencia energética

en los sistemas de distribución (Ver FIGURA 4) [11].

Es importante destacar que el DOE complementa esta tecnología con políticas para la implementación de medición inteligente y automatización de la red de distribución, aspectos importantes para garantizar el cumplimiento de los límites regulatorios, y que ya han sido considerados como parte de la evolución prevista del sector eléctrico colombiano en el Mapa de Ruta de Smart Grids para Colombia, desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de la Información y las Comunicaciones y el apoyo del Banco Interamericano de desarrollo –BID- [8].

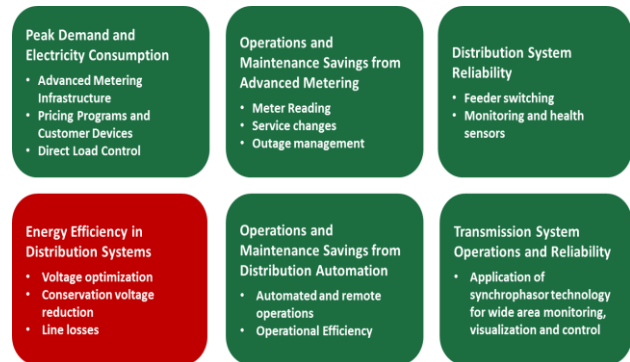


FIGURA 4 Áreas claves de desarrollo para garantizar la eficiencia en los sistemas de distribución (DOE) [11].

El desarrollo de esta tecnología en los Estados Unidos ha sido relevante gracias a que la legislación define como banda de tensión estándar la establecida por la ANSI, la cual se encuentra entre los 114 y 126 voltios, pero que puede ser comprimida a través de acuerdos regulatorios a la mitad inferior (114-120) [2]. Este desarrollo en conjunto con un gran número de investigación de campo ha permitido identificar que para el caso de EE.UU. una reducción del 1% en la tensión de servicio de la red de distribución, genera una reducción en el consumo medio de energía para las cargas residenciales y comerciales cercano al 0,8% [2]. Sin embargo los factores varían ampliamente de una subestación a otra, de alimentador a alimentador, y sobre todo de carga a carga, esto debido al gran número de componentes implicados, motivo por el cual el factor CVR para alimentadores y subestaciones se miden por lo general de forma experimental, y no se genera teóricamente [2].

Distintas iniciativas gubernamentales y empresas privadas han trabajado en el cálculo experimental de los beneficios del despliegue de la tecnología CVR en EE.UU. La Tabla 3 muestra un resumen los resultados obtenidos a través de pruebas experimentales de la implementación de esta tecnología.

TABLA 3 RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CVR.

Iniciativa / Proyecto	Reducción de la tensión	Reducción demanda pico	Reducción consumo de energía	Factor CVR
Iowa Lakes Electric Cooperative]	2,5 %	2%	2%	0,8
General Electric	6,5%	13%	--	2
Pacific Northwest National Laboratori	1,0%	--	0,25% a 1,3%	0,25 a 1,3
	2,0%	--	2,0 %	1
Snohomish Public Utility District / Commonwealth Edison	1%	--	0,5% a 1.0%	0,5 a 1
KCP&L	2,05%	1,13 (1,64% v)	1,63%	0,8
Beckwith Electric Company	1%	1%	--	1
Oklahoma Gas & Electric (OG&E)	1%	0.8% y 2.4%	--	0.8-2.4
SMUD	2%	1% - 2.5%	--	0.5 - 1.25
PECO	1%	0.5%	0.5%	0.5
FirstEnergy	1%	3%	5%	3 - 5

B. Uso de sistemas centrales de coordinación

Con el objetivo de alcanzar un sistema eléctrico más fiable, seguro y asequible, las compañías del sector eléctrico dirigen esfuerzos en el desarrollo de la interoperabilidad y en el mejoramiento en la eficiencia de los elementos fundamentales de la red. Esta integración ha llevado a cambios profundos que afectan la operación y el desempeño de la Red, al incluir el uso de recursos renovables, la generación distribuida, la participación activa del usuario, entre otras. Una de las áreas de desarrollo es la optimización del Sistema de Distribución, el cual incluye el despliegue de tecnologías diseñadas para apoyar la eficiencia de la red y la capacidad de recuperación dentro de un entorno cambiante.

Una de las formas consideradas para la optimización de la distribución es por medio del control de tensión, utilizando medios incluidos en la literatura bajo la denominación de Distribution Volt / VAR Control (DVVC), que tiene entre varios objetivos entregar energía a niveles de tensión dentro de los límites permitidos, con el objetivo de reducir la demanda pico y el consumo de energía.

Los bloques principales que hacen parte del DVVC incluyen las siguientes acciones:

- Implementación de algoritmos avanzados
- Distribution Volt / VAR Control (DVVC)
- Fault Detection, Isolation, and Restoration (FDIR)

Un ejemplo de integración de los componentes de la tecnología VVC con un sistema de distribución se presenta en la FIGURA 6 [9]. Este modelo corresponde a un enfoque Voltage Var Optimization (VVO) avanzado que desarrolla y ejecuta un plan óptimo de conmutación coordinado con todos

los dispositivos de control de voltaje conectados al sistema.

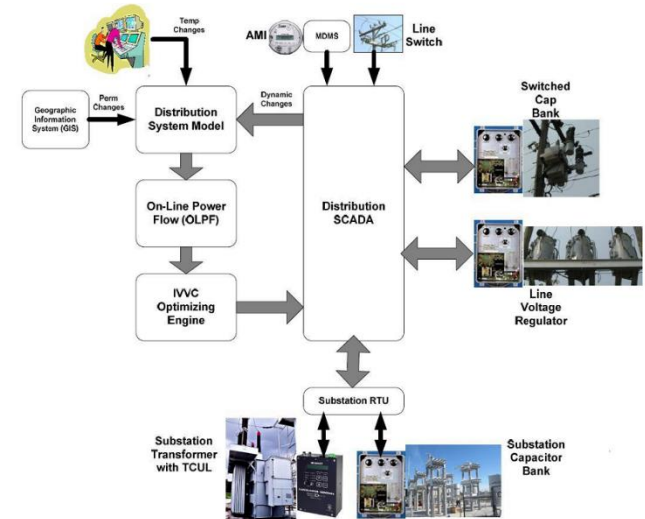


FIGURA 5 Integración de los componentes IVVC a un sistema de distribución. [9]

Lo anterior es un indicio de que para lograr la totalidad de los beneficios esperados es conveniente disponer de sistemas de control con aplicaciones que optimicen la coordinación de los dispositivos involucrados de forma que, apoyados en un SCADA, su operación este alineada con objetivos tales como la eficiencia energética.

IV. Implementación de CVR caso Colombia

Para el caso de los sistemas eléctricos Latinoamericanos, ante la ausencia de valores experimentales disponibles, es razonable suponer que el factor CVR se sitúa en un valor mayor a lo reportado en EE.UU, puesto que en los países en vía de desarrollo las cargas son mayoritariamente del tipo residencial, lo que permite proyectar el valor del factor CVR para el caso colombiano entre 1 y 2.

A. Marco Regulatorio

Por medio de la Resolución CREG 070 de 1998, posteriormente modificada por la Resolución CREG 024 de 2005, se establece el rango permisible para las variaciones de la frecuencia y de la magnitud de la tensión estacionaria en el sistema eléctrico colombiano. Con relación a esto, el Anexo I de la Res. 024 establece que las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. Dichos intervalos de variación también son establecidos en la Norma Técnica Colombiana - NTC 1340 del año 2004. [1]

Adicionalmente, el marco Regulatorio colombiano ya tiene en consideración la

disminución de la potencia de consumo a partir de la reducción de la tensión y de la frecuencia. Prueba de esto es el Anexo General del Código De Operación, (Res. CREG 025 de 1995), en el que se define el Límite de Confiabilidad de Energía como “el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este nivel de riesgo se mide con el índice valor esperado de racionamiento de energía (VERE), expresado en términos de porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor del 1.5%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de energía mediante reducción de voltaje y frecuencia, sin desconexión de circuitos. Adicionalmente, se tiene el índice valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC), correspondiente al valor esperado de racionamiento en los casos en que se presenta, cuyo valor límite es el 3% de la demanda de energía y el número de casos con racionamiento, cuyo límite es 5 casos.”

Estas definiciones reconocen la posibilidad un ahorro de energía por medio de la reducción de tensión.

B. Analisis

Un análisis de la implementación de la funcionalidad CVR en el sistema eléctrico colombiano indica que se deben tener en cuenta los siguientes aspectos relevantes:

- El despliegue de la tecnología CVR debe enfocarse a las redes de distribución, especialmente aquellas con configuración radial, pues es allí donde se encuentran conectados la mayoría de los usuarios y donde el impacto de esta tecnología puede ser mayor. Una lista típica de alimentadores en Colombia puede consultar en [10].
- La reducción en el consumo de energía se aplicaría en consecuencia no sobre el total de la energía demandada, sino únicamente sobre la energía que llega a los sistemas de distribución, la cual se estima que puede estar en el rango de 60% a 75% de la demanda total.
- Los operadores de los sistemas de distribución tienen muy poco conocimiento de la configuración y el estado actual de sus redes. Se considera necesario hacer un modelado detallado de los circuitos con el propósito de determinar de forma fácil y efectiva el factor CVR de cada uno de ellos, tanto en energía como en potencia pico; esto permitirá establecer más fácilmente los resultados esperados en cada uno de los circuitos a intervenir.

- Las redes de distribución de Colombia prácticamente no cuentan con equipos reguladores de tensión y dispone de muy pocos bancos de capacitores y elementos de maniobra. En algunos casos, el único elemento de maniobra con el que cuentan los circuitos para controlar el nivel de tensión es el “tap” del transformador, el cual en muchas oportunidades no puede operar bajo carga.
- Muchos de los circuitos de distribución son mixtos, incluyen cargas residenciales, comerciales, e incluso centros médicos. Esta condición dificulta el cálculo de los factores CVR y la determinación de un valor mínimo de tensión de operación. Se considera necesario, de ser posible, hacer una reconfiguración de los circuitos existentes y mejorar la planeación de los circuitos futuros, con el objetivo de unificar las cargas conectadas a un circuito y preparar a la red para la interacción la tecnología CVR y de la generación distribuida.
- En el caso de los sistemas de distribución en Colombia, existen gran variedad de tipos de alimentadores, algunos de los cuales se caracterizan por ser extremadamente largos, inclusive a niveles de tensión de 13.2 kV en zonas rurales (Ver FIGURA 6). Se considera que por sus características particulares este tipo de circuitos no puedan incluirse en un programa de CVR por considerarse que tiene poco o ningún margen de poder variar la tensión sin afectar a los usuarios de este tipo de redes [10]. Lo anterior debe comprobarse por análisis experimentales en campo.

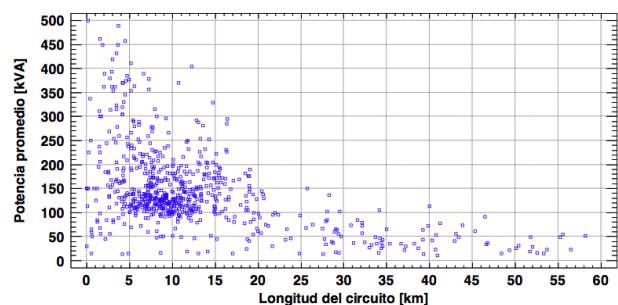


FIGURA 6 Longitud de los circuitos de distribución y potencia transferida [10].

V. CONCLUSIÓN

Como se ilustra en éste artículo es razonable admitir que el factor de conservación de tensión CVR en sistemas eléctricos de Latinoamérica daría un valor esperado de ahorro de por lo menos de un 1% en energía por cada 1% de disminución en la tensión de suministro, valor que puede llegar hasta 2% en algunos casos.

El conjunto objetivo de circuitos que alimentan en forma radial el consumo apunta hacia un porcentaje objetivo de la demanda impactada por CVR entre un 60% a un 75% de la demanda en el caso de Colombia.

Si se toman en forma conservadora como base de cálculo los rangos reportados de CVR con un valor cercano a 1 de casos de uso de EE.UU. se podría esperar un estimado de ahorro de energía de aproximadamente un 3% del total de la demanda aplicando una reducción de tensión en el rango de un 5% en el caso de Colombia, lo cual puede ser un aporte significativo de disminución del consumo para condiciones críticas de operación.

No obstante la poca automatización y elementos de control de tensión disponibles en la red es conveniente analizar la implementación del CVR logrando no solo efectos transitorios sino permanentes puesto que las medidas que se tomen se podrían adoptar, luego de los análisis y evaluación de resultados obtenidos, a la operación normal con beneficios para todo el sector incluyendo los usuarios que deberían ver reflejados estos ahorros en su consumo y por lo tanto en sus facturas.

VI. REFERENCIAS

- [1] Documento CREG 032 de 2012, "Propuesta de regulación de la calidad de la potencia en el sistema interconectado nacional", 2012,
- [2] NRECA-DOE Smart Grid Demonstration Project "Costs and Benefits of Conservation Voltage Reduction CVR Warrants Careful Examination", 2013 http://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2014/01/NRECA_DOE_Costs_Benefits_of_CVR_b.pdf
- [3] William H. Kersting. "Distribution System Modeling and Analysis". New Mexico state University. CRC Press ISBN 0-8493-0812-7
- [4] Prabha Kundur, Power System Stability and Control.: McGraw-Hill Inc,1993.
- [5] Greg Shirek, "Evaluating Conservation Voltage Reduction with Windmil," Milsoft Inc., 2011.
- [6] Pacific Northwest National Laboratory, Greg Shirek, "Evaluating Conservation Voltage Reduction with Windmil," , 2011, <http://www.pnnl.gov/>
- [7] Bob Uluski (EPRI), "SMART DISTRIBUTION APPLICATIONS & THEIR INTEGRATION IN A SMART GRID ENVIRONMENT", IEEE PES General Meeting, 2011
- [8] Andres Llombart - Circe, "Propuesta de Hoja de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia", Congreso CNO, Cartagena, Noviembre 2015.
- [9] R. Uluski, "VVC in the Smart Grid era," Power and Energy Society General Meeting,, pp. 1-7, 2010.
- [10] Keraunos, "Identificación y Análisis de los niveles de calidad del servicio alcanzables en las redes de distribución del SIN", Informe Final, Estudio contratado por la CREG, Diciembre 2013.
- [11] Department of Energy USA, "Energy Efficiency in Distribution Systems", DOE/Recipient Forum, 2011.