

PROYECTO FIN DE CARRERA

Presentado a

**LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

Para obtener el título de

INGENIERO ELECTRICO

por

Fernando Humberto De la Rosa Correa

***Control Volt-VAR en sistemas de distribución con infraestructura de
medición avanzada (AMI)***

Sustentado el 12 de junio de 2017

Composición del jurado

- *Asesor:* Gustavo Ramos López, Profesor Asociado, Universidad de Los Andes
- *Jurado:* Paulo de Oliveira, Profesor Visitante, Universidad de Los Andes

Abstract

This document shows the project related to the use of AMI data in a volt-var control automation technique. AMI is one of the technologies applied in the concept of Smart Grids. In these kind of grids, the distribution automation is one of the main objectives to improve the reliability and efficiency of the system. The main objective of the project is to design and test a volt var control algorithm who is applied to a distribution network with an AMI system. In order to achieve this objective, an exploration of the AMI characteristics must be applied. Then, in the design of the algorithm, the AMI must be taken into account to achieve improvements in a State of the Art methodology. As a result, an algorithm who automates the grid is implemented and is applied to a test system. The algorithm implemented identifies, in an online methodology, the current load models of the system, reduces the grid losses and maintain the voltages in the regulation limits using a *branch and bound* optimization technique. The results of the validation technique shows how the objectives of volt-var control are positive, showing that is possible to apply AMI in automation techniques.

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	6
2	OBJETIVOS	7
2.1	Objetivo General	7
2.2	Objetivos Específicos	7
2.3	Alcance y productos finales	7
3	PROBLEMÁTICA	8
4	MARCO TEÓRICO	9
4.1	AMI	9
4.2	Modelamiento de carga	12
4.3	Control volt-var	14
5	ESPECIFICACIONES	16
5.1	Recursos	16
5.1.1	DSSim-PC	16
5.1.2	Matlab	16
5.1.3	Cosimulacion Matlab-DSSim-PC	17
5.2	Restricciones	17
5.3	Uso de estándares	17
6	METODOLOGÍA	18
7	TRABAJO REALIZADO	19
7.1	Modelamiento de Carga	20
7.2	Control de Voltaje	22
7.3	Control de Perdidas	23
7.4	Moderación de Taps	24
8	RESULTADOS	25
8.1	Metodología de prueba	25
8.2	Resultados del trabajo	27
9	DISCUSIÓN	30
10	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	31
11	REFERENCIAS	32

Índice de Figuras

Figura 1. Modelo del sistema AMI.	9
Figura 2. Compensador de caída de línea.	15
Figura 3. Metodología de trabajo aplicada.	18
Figura 4. Algoritmo de control aplicado.	19
Figura 5. Sistema dividido por zonas de acuerdo al número de reguladores.	20
Figura 6. Algoritmo de identificación de carga.	20
Figura 7. Relación de voltaje y corriente para carga de potencia constante.	21
Figura 8. Relación voltaje-corriente para carga de impedancia constante.	22
Figura 9. Relación voltaje-corriente para carga de corriente constante.	22
Figura 10. Algoritmo de control de voltaje.	23
Figura 11. Control de pérdidas.	23
Figura 12. Sistema IEEE 34 nodos dividido por zonas.	25
Figura 13. Perfiles de carga de prueba.	26
Figura 14. Medidores utilizados en escenario de pocos medidores.	27
Figura 15. Voltajes de los medidores en caso base del escenario 1 (a) y 2 (b).	27
Figura 16. Voltajes de los medidores en el escenario 1 (a) y 2 (b).	27
Figura 17. Voltajes de los medidores en el escenario 3 (a) y 4 (b).	28
Figura 18. Voltaje de los medidores en el escenario 5 (a) y 6 (b).	28
Figura 19. Voltaje de los medidores en el caso de pocos medidores.	28
Figura 20. Voltaje de los medidores en el caso de pocos movimientos de taps.	29

Índice de Tablas

Tabla 1. Requisitos de sistemas AMI.	11
Tabla 2. Estándares utilizados.	17
Tabla 3. Bancos de capacitores del sistema IEEE 34 nodos.	25
Tabla 4. Escenarios de prueba utilizados.	26
Tabla 5. Resultados de cada escenario de simulación.	29

Agradecimientos

Agradezco a los profesores Gustavo Ramos y Miguel Hernández, por su acompañamiento, conocimiento y paciencia a lo largo del desarrollo del proyecto.

A todos los integrantes de la familia De la Rosa Correa, por su apoyo y motivación para concluir mis estudios. En especial a mi madre Elvia, mi padre Alfonso, mi hermana Diana y mi abuela Elvia. El cariño y las bendiciones son los cimientos de este proceso.

A mis amigos, por nuestras actividades académicas y recreativas que contribuyeron ampliamente en mi formación personal y profesional.

1 INTRODUCCIÓN

El concepto de *Smart Grids* trajo consigo una gran cantidad de nuevas tecnologías en términos de infraestructura eléctrica e infraestructura de la información. Dentro de esta último tipo de infraestructura se encuentran los sistemas AMI (Advanced Metering Infrastructure). En el contexto de distribución, este tipo de infraestructura es el núcleo para el desarrollo de las redes inteligentes [1].

La automatización de la red de distribución es, de la misma forma, uno de los desafíos actuales en operación eléctrica. La automatización de todos los procesos relacionados al control es uno de los pasos principales para aumentar la eficiencia, confiabilidad y capacidad de resiliencia del sistema. Las principales técnicas de automatización son la detección de fallas, la reconfiguración del sistema y el control volt-var. La detección de fallas en la red de distribución consiste en la detección y localización de fallas automáticas para aislamiento y restablecimiento del servicio. Esta técnica nace debido a que el método actual de detección de fallas es la atención a quejas del usuario. La reconfiguración consiste en establecer la topología óptima del sistema, que garantice el flujo con menores pérdidas. Este tipo de optimización es posible cuando la alimentación de los circuitos se da por medio de diferentes subestaciones.

La tercera técnica de automatización es el control volt-var, el cual consiste en el mejoramiento de las condiciones de voltaje y reactivos del sistema. Esta optimización se realiza a partir de la manipulación de los taps de transformadores y condensadores. Una de las restricciones principales de este tipo de optimización es la visibilidad de la red. Para realizar acciones de control avanzadas, se requieren de numerosos dispositivos de medición en la totalidad del sistema, lo cual es ineficiente en términos económicos.

La infraestructura de medición inteligente presenta una alta visibilidad de la operación de esta. Por lo tanto, este tipo de tecnologías tienen un alto impacto en la aplicación de técnicas de automatización de distribución, en especial, el control volt-var [2].

2 OBJETIVOS

2.1 *Objetivo General*

Realizar una nueva metodología de control volt-var para sistemas de distribución con infraestructura de medición avanzada (AMI) por medio del análisis en tiempo real de la información proporcionada por los medidores inteligentes

2.2 *Objetivos Específicos*

- Caracterizar los datos de medición proporcionados por medidores inteligentes.
- Identificar oportunidades de mejoramiento del control Volt-var por medio de mediciones AMI.
- Crear metodología de inclusión de las mediciones en problema de optimización Volt-var.
- Aplicar el sistema de control diseñado en un caso de estudio.

2.3 *Alcance y productos finales*

Luego de cumplir los objetivos del proyecto se obtendrán los siguientes productos finales:

- Algoritmo de control volt-var de funcionalidad *online* implementado en Matlab con co-simulación con DSSim-PC.
- Validación en diferentes escenarios de simulación.

3 PROBLEMÁTICA

El avance de la tecnología en la infraestructura eléctrica ha marcado una transición de las redes de distribución tradicionales a las denominadas *Smart Grids* o Redes Inteligentes. Este tipo de redes incorpora el concepto de control automatizado en la operación de estas. Por lo tanto, los dispositivos eléctricos deben aplicar esquemas de control automático locales o deben garantizar un canal de comunicación con una central de control. Para lograr este objetivo, el componente fundamental de este tipo de redes es la medición.

La medición de las distintas variables eléctricas de la red se logra por medio de los dispositivos inteligentes establecidos a lo largo de esta. El concepto de inteligencia en un dispositivo eléctrico se atribuye a la capacidad de realizar operaciones más avanzadas a la de los dispositivos convencionales. El común denominador de este tipo de dispositivos es la comunicación monodireccional o bidireccional que adoptan con una central de control.

Los medidores inteligentes son los dispositivos que cumplen esta función de medición de la red en mayor volumen. Estos dispositivos realizan la acción de medición en cada uno de los puntos donde se establece la medición eléctrica, como residencias, industrias, edificios comerciales o nodos específicos de la red. La información que proporciona estos medidores se entrega en tiempo real en periodos específicos. Por lo tanto, el operador de red tiene disponible estos datos del sistema para realizar labores de diagnóstico y control.

El control volt-var tiene como principal objetivo reducir las pérdidas de la red, manteniendo los perfiles de voltaje de esta en los rangos de regulación. Este tipo de control se ha realizado por medio de algoritmos de optimización avanzados que tienen como entrada los voltajes en todos los nodos y las corrientes en todas las líneas del sistema. Sin embargo, en los sistemas de distribución existentes llegar a ese nivel de visibilidad es una tarea difícil de alcanzar, debido a las restricciones económicas. Por lo tanto, la infraestructura de medición avanzada presenta una solución a este tipo de restricciones de instrumentación en la red, y presenta una oportunidad de automatización de la red de distribución, por medio de sus diferentes técnicas.

4 MARCO TEÓRICO

4.1 AMI

La infraestructura AMI se ha desarrollado a lo largo del mundo por medio de proyectos independientes apoyados por diferentes compañías interesadas en la existencia de la medición inteligente [3]. Debido a ser una tecnología, en su mayoría, aplicada específicamente a cada empresa operadora de la red eléctrica, las especificaciones de esta pueden variar de acuerdo al interés de cada regulador. La mayor estandarización realizada en esta área de medición se llevó a cabo por la especificación DLMS/COSEM [4]. Esta especificación se compone de 4 libros de colores que incluyen la Arquitectura de conexión de 3 capas [5], el Sistema de identificación y clases de interfaces [6], el Proceso de prueba de conformidad [7] y un Glosario de términos [8]. En base a esta especificación se realizó el grupo de estándares IEC-62056 [9], donde se expone una infraestructura recomendada para los sistemas de medición inteligente.

En Colombia, los sistemas AMI se deben regir de acuerdo a la norma NTC 6079 [10]. Esta reglamentación expone los requisitos que se deben cumplir en este tipo de infraestructuras, y plantea un modelo como el que se muestra en la Figura 1

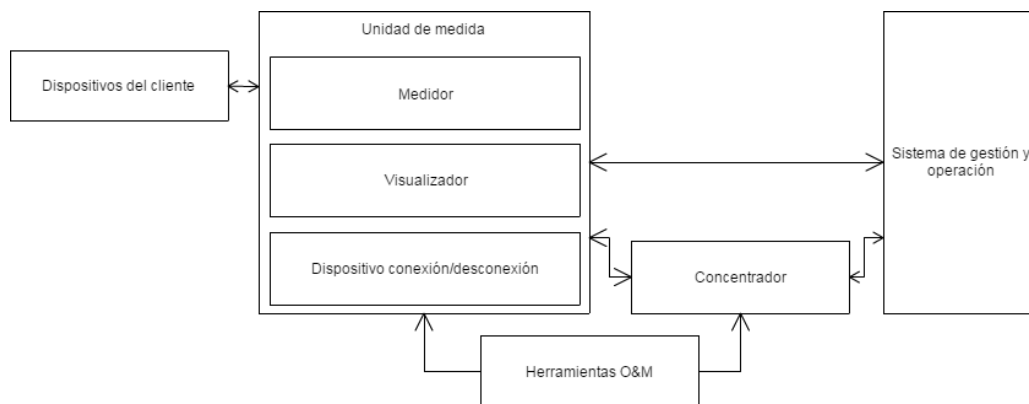


Figura 1. Modelo del sistema AMI.

El modelo que se presenta en la norma cuenta con tres módulos operacionales, encerrados dentro de dos conceptos de infraestructura de información. Estos tres módulos son:

- **Unidad de Medida:** La unidad de medida reúne el medidor de energía, el dispositivo de conexión y desconexión (si aplica) y el medio de visualización de la información. El medidor cumple con la función de medir y registrar la energía eléctrica. Adicionalmente, estos medidores incorporan la funcionalidad de compartir información por medio de una red HAN. Cuando se incluye esta característica, el medidor debe establecer un enlace con los dispositivos del usuario para aplicaciones de gestión inteligente de la energía. El medio visualizador se incluye dentro del dispositivo medidor y se apoya por medio de sistemas auxiliares como sistemas audio-respuesta, portal web, mensajes SMS, etc. Tanto la unidad de medida, como el medio concentrador debe tener habilitada la opción de O&M externa de la red. Por medio de estas herramientas se realiza la configuración, el mantenimiento, e incluso, la obtención de datos, por medio de canales externos al sistema de comunicación convencional.
- **Unidad Concentradora:** El concentrador es un dispositivo que puede estar presente en los sistemas AMI. Este dispositivo opera como un puerto de enlace y almacenamiento entre las unidades de medida y el sistema de gestión y operación.
- **Sistema de gestión y operación:** Es centro de información cuenta con un conjunto de aplicaciones informáticas que permitan controlar, administrar y gestionar toda la información relacionada con la medición eléctrica.

Dentro de estos módulos se incluyen los siguientes sistemas:

- **Comunicaciones:** Las redes de comunicaciones deben garantizar el adecuado flujo de información entre los distintos módulos de la infraestructura. Los protocolos de comunicación se definen por medio de estándares internacionales [9] [11], y aplican para los diferentes campos de conexión (Medidor-Concentrador, Concentrador-Centro, Medidor-Centro, Dispositivos externos).
- **Seguridad:** La seguridad de la información contemplada dentro de la infraestructura se debe garantizar por medio de diferentes niveles. El objetivo de estos sistemas es garantizar la confidencialidad, disponibilidad e integridad de los datos de medición.

Tanto los protocolos de comunicaciones como el modelo de datos siguen las normas IEC 62056 o ANSI C12.19. Estos estándares manejan un sistema de reportes de los datos de medición. Dentro de [10] se establece los requerimientos que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Requisitos de sistemas AML

Área	Requerimientos
Datos e información	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir el registro de las unidades de medida. • Agregar, cambiar o modificar la asociación entre medidor y cliente. • Administrar los datos técnicos (Número, Localización, Relación de transformadores de medida, Tipo de energía, Tensión, Corriente, Otra información). • Configuración de periodos de lectura. • Registro de la información.
Operación	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir la configuración de conexión y desconexión, remota y local. • Operado y sincronizado en hora oficial de Colombia. • Permitir la automatización de todos los procesos posibles. • Permitir la gestión de alarmas y eventos con estampa de tiempo.

4.2 Modelamiento de carga

Las cargas son un elemento del sistema de potencia que han estado en constante estudio para tomar decisiones en cuanto a la estabilidad dinámica del sistema. El estudio de estas se realiza identificando en detalle sus características físicas o tomando un modelo de caja negra que caracterice su comportamiento [12]. Para estudios de estado estable, en la mayoría de los casos, se realiza una asunción de un modelo específico [13], cuando la correcta identificación de estos es muy importante para los estudios de estabilidad.

Los modelos de cargas estándares se dividen en dos tipos: Cargas estáticas y cargas dinámicas. Las cargas estáticas mantienen su relación entre parámetros constante a través del tiempo, mientras que en las cargas dinámicas existen variaciones de acuerdo al intervalo estudiado.

En sistemas de distribución estas cargas pueden estar conectadas en delta o estrella y se modelan como [14]:

- Potencia constante
- Corriente constante
- Impedancia constante
- Combinación de las tres.

En cargas de potencia constante, el valor real e imaginario de esta, no varía según las características del sistema. Por lo tanto, el valor de potencia, voltaje y corriente de esta carga es:

$$\begin{aligned} |S_a| < \theta_a &= P_a + jQ_a \\ |S_b| < \theta_b &= P_b + jQ_b \\ |S_c| < \theta_c &= P_c + jQ_c \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} |V_{an}| &< \delta_a \\ |V_{bn}| &< \delta_b \\ |V_{cn}| &< \delta_c \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 IL_a &= \left(\frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \left| \frac{S_a}{V_{an}} \right| < \delta_a - \theta_a \\
 IL_b &= \left(\frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \left| \frac{S_b}{V_{bn}} \right| < \delta_b - \theta_b \\
 IL_c &= \left(\frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \left| \frac{S_c}{V_{cn}} \right| < \delta_c - \theta_c
 \end{aligned}$$

Cuando las cargas son de impedancia constante, la corriente por medio de estas corresponde a:

$$\begin{aligned}
 IL_a &= \left| \frac{V_{an}}{Z_a} \right| < \delta_a - \theta_a \\
 IL_b &= \left| \frac{V_{bn}}{Z_b} \right| < \delta_b - \theta_b \\
 IL_c &= \left| \frac{V_{cn}}{Z_c} \right| < \delta_c - \theta_c
 \end{aligned}$$

Mientras que en las cargas de impedancia constante este factor se mantiene constante y las demás variables eléctricas se adaptan de acuerdo a ley de ohm. Existen múltiples modelos de carga que toman una combinación de los tres modelos anteriormente descritos. Como el modelo ZIP, donde se establece una relación entre la potencia y el voltaje por medio de las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 P &= P_o \left[a_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + a_3 \right] \\
 Q &= Q_o \left[a_4 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_o} \right) + a_6 \right]
 \end{aligned}$$

4.3 Control volt-var

El control volt-var consiste en el ajuste de taps de transformadores y funcionamiento de condensadores con el objetivo de reducir las pérdidas en la red eléctrica y mantener los perfiles voltaje en la regulación establecida. Los componentes principales [15] de este tipo de control son:

- VAr control: Por medio de bancos de capacitores a lo largo de la red, se busca reducir el flujo de potencia reactiva, reduciendo así las pérdidas dentro de ella.
- CVR (Conservation voltaje reduction): La reducción de voltaje se realiza, asumiendo un modelo de carga de impedancia constante, con el objetivo de realizar reducción de carga al mantener los voltajes en su mínimo operacional.
- IVVC (Integrated volt var control): Son las labores de control integrado realizadas de forma central, no siguiendo acciones de control local en cada dispositivo.
- Volt-var optimization: La optimización volt var se realiza por medio de algoritmos de optimización avanzados con una función objetivo específica. Estos algoritmos se pueden aplicar cuando se tiene una visibilidad avanzada del sistema.

Las estrategias de control volt var que se han realizado tradicionalmente son las siguientes [16].

Control autónomo

El control autónomo se realiza por medio de la tecnología de cambio de taps incorporada dentro de los transformadores de tensión. Esta estrategia aplica un control local de acuerdo a las mediciones realizadas por dispositivos de instrumentación como PTs y CTs, ajustado al sistema de distribución estudiado.

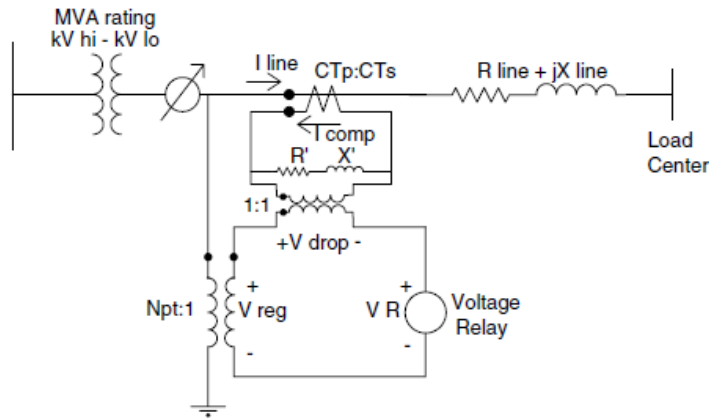


Figura 2. Compensador de caída de línea.

La acción de control resultante de la medición que se sigue en la Figura 2 es resultado de la siguiente expresión:

$$Tap = \frac{V_{deseado} - V_{medido}}{\frac{5}{8} \% * 120V} \quad (1)$$

Donde la razón 5/8 es resultado del rango de regulación de 10% y los 16 pasos de taps que tienen los reguladores. De esta forma, la modificación de la relación de transformación es:

$$a = (1 \pm 0,00625 * Tap)$$

Optimización Volt-var

Diferentes algoritmos de optimización se han planteado como el que se expresa en [17]. Sin embargo, estos algoritmos son viables solo cuando se tiene un alto nivel de visibilidad del sistema en todas sus variables como voltajes, corrientes y matriz de incidencia.

5 ESPECIFICACIONES

La acción de control aplicada se diseñó e implementó por medio de un algoritmo en el lenguaje de programación Matlab. Esta aplicación se adaptó para el sistema de prueba IEEE-34nodos. La simulación de este sistema de prueba se realizó en el programa DSSim-PC. Todas las modificaciones al sistema, como la inclusión de curvas de cargas, se realizan directamente en el software de simulación. Para simular el control, se aplica una plataforma de cosimulación Matlab-DSSim-Pc. De esta forma, desde un *script* de Matlab se controla el paso de la simulación y las variables de control, como los taps de los reguladores; mientras que el programa DSSim-PC realiza los cálculos asociados a la simulación del sistema específico.

5.1 Recursos

Los principales recursos del trabajo realizado son los dos programas computacionales unidos bajo una plataforma de co-simulación.

5.1.1 DSSim-PC

DSSim-PC es un simulador de sistemas de potencia en tiempo real adaptado a una plataforma de computador personal. Está basado en la poderosa herramienta de simulación OpenDSS [18], desarrollada por EPRI, y puede ser utilizado como interfaz para los archivos de simulación de esta plataforma [19]. Esta herramienta puede simular diferentes sistemas eléctricos y está enfocada en las redes de distribución. Da como resultado de cálculo, reportes de las diferentes variables eléctricas de un sistema simulado. Este programa se utilizó para simular el comportamiento de los sistemas de prueba utilizados.

5.1.2 Matlab

Es un ambiente de programación con un fuerte énfasis en el cálculo computacional. Permite el modelamiento de diferentes fenómenos científicos y de ingeniería. Tiene herramientas de análisis matemático y estadístico, con una utilidad especial en la manipulación de matrices de datos [20]. Esta herramienta se utilizó para implementar el algoritmo de control de acuerdo a las mediciones establecidas como entrada.

5.1.3 Cosimulacion Matlab-DSSim-PC

La documentación de DSSim-PC incluye una librería de cosimulacion con Matlab con funcionalidades como:

- Control de la ejecución de la simulación.
- Extracción de mediciones de los elementos del sistema.
- Edición de los parámetros de los elementos activos del sistema.

5.2 Restricciones

Para realizar el enfoque del proyecto hacia la labor de control, el algoritmo solo se habilitó para el funcionamiento en el sistema IEEE 34 nodos.

5.3 Uso de estándares

Los estándares que se tuvieron en cuenta para realización del proyecto son de carácter nacional e internacional

Tabla 2. Estándares utilizados.

Estándar	Descripción
NTC 6079	Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica, Colombia: Icontec, 2014.
NTC 1340	Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público [21].

6 METODOLOGÍA

Para implementar un algoritmo de control volt-var aplicado a sistemas de distribución con infraestructura AMI, como primer paso se debe identificar que datos se obtienen de la infraestructura. La caracterización de la medición incluye tanto la identificación de que variables eléctricas podemos extraer de la medición proporcionada por la infraestructura AMI, como las restricciones en términos de frecuencia de muestreo.

Ya identificadas las características técnicas de esta medición, se evalúan como estas nuevas características pueden influir en la acción de control volt-var. Las estrategias de automatización actuales presentan diferentes restricciones en cuanto a visibilidad de la red y estimación dinámica de características de esta. Por lo tanto, cada una de estas características se atacara por medio de los beneficios que presenta la medición avanzada. Teniendo en cuenta todas las mejoras posibles, se procede a diseñar el algoritmo control basado en la estrategia seleccionada.

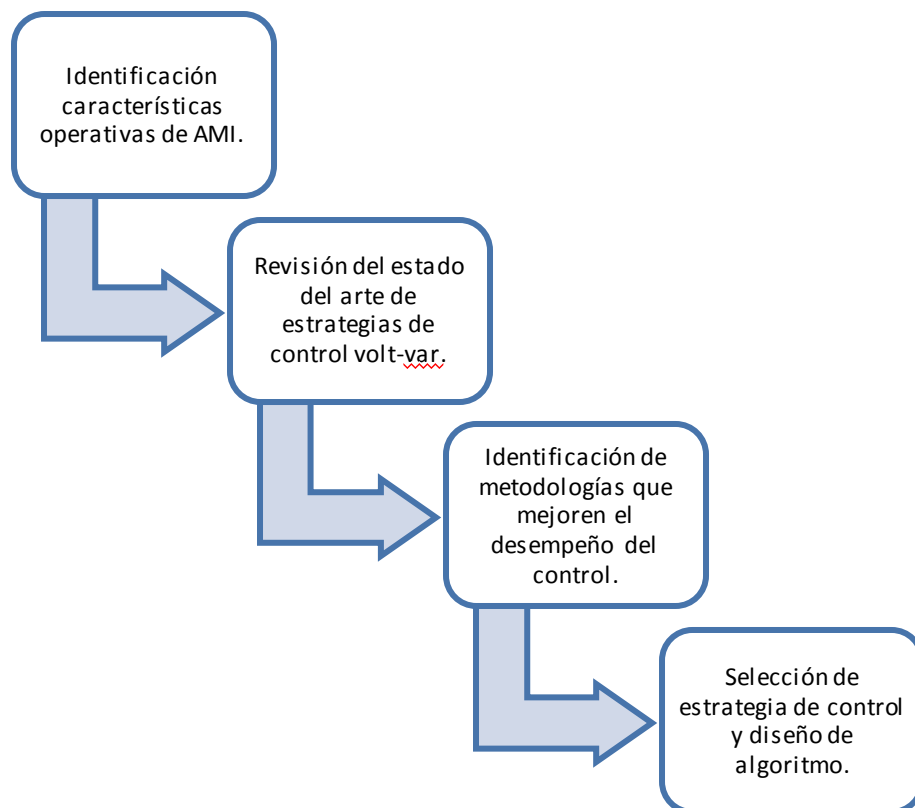


Figura 3. Metodología de trabajo aplicada.

7 TRABAJO REALIZADO

El algoritmo de control diseñado se muestra en la Figura 4. Este algoritmo se aplica “en línea”, donde el diagrama de flujo se sigue en cada iteración, caracterizada por la adquisición de una nueva medida.

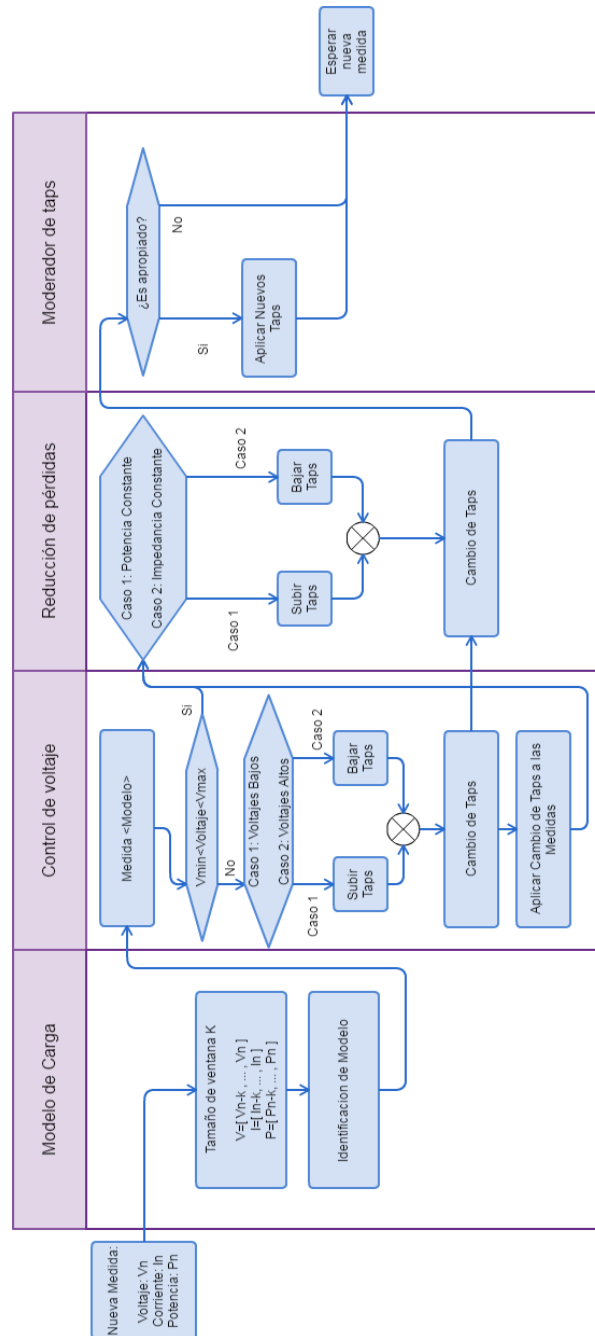


Figura 4. Algoritmo de control aplicado.

Como metodología de optimización se aplica el concepto de ramificación. Donde, el algoritmo se aplica desde los dispositivos aguas arriba a las ramificaciones del sistema. Teniendo en cuenta que la red de distribución es radial, el algoritmo se aplica, en primera medida, a los reguladores que se encuentran en una zona superior y se van aplicando a los diferentes reguladores que se tienen aguas abajo de los reguladores ya explorados, teniendo en cuenta las acciones de control aplicadas por estos. Por lo tanto, si se tiene un sistema dividido en zonas como en la Figura 5, el algoritmo se aplica en los reguladores de la Zona 1, luego Zona 2, hasta explorar todos los reguladores hasta la zona N.

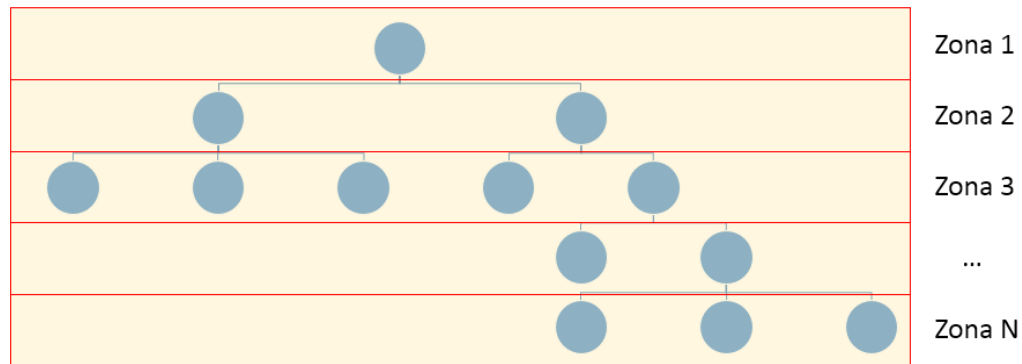


Figura 5. Sistema dividido por zonas de acuerdo al número de reguladores.

El diagrama se divide en 4 etapas. Cada una de ellas se detallara en las siguientes secciones.

7.1 Modelamiento de Carga

Para realizar la identificación del modelo de carga, es necesario tener múltiples estados de voltaje y corriente, para identificar la pendiente asociada a las variaciones que se identifican. Por lo tanto, como metodología de identificación de carga, se sigue el algoritmo de la Figura 6.



Figura 6. Algoritmo de identificación de carga.

En primer lugar se crea un vector de las últimas medidas que se tienen en el sistema, con un tamaño de ventana de valor K. Con los valores de voltaje y corriente obtenidos en estas últimas medidas, se realiza una regresión lineal, minimizando el error

cuadrático medio del modelo. Esta regresión da como resultado un modelo polinómico de primer orden con una pendiente de valor m . Si el valor de esta pendiente es positiva, se identifica la carga como impedancia constante. Para valores de pendiente negativa, la carga se modela como potencia constante. Esta etiqueta de carga se agrega a la medición realizada como una nueva variable llamada Modelo.

La Figura 7 muestra un ejemplo de la aplicación de la metodología de identificación de modelo. Donde, al simular en el software DSSim-PC una carga de modelo 1 (Potencia constante), se obtiene la relación voltaje-corriente de la gráfica. Al realizar una regresión de los datos graficados, se obtiene un modelo de pendiente negativa, identificando la carga de potencia constante. La sección marcada en rojo hace referencia a un cambio de modelo que se tiene en el programa de simulación cuando se excede el margen mínimo de voltaje de 0.85 pu.

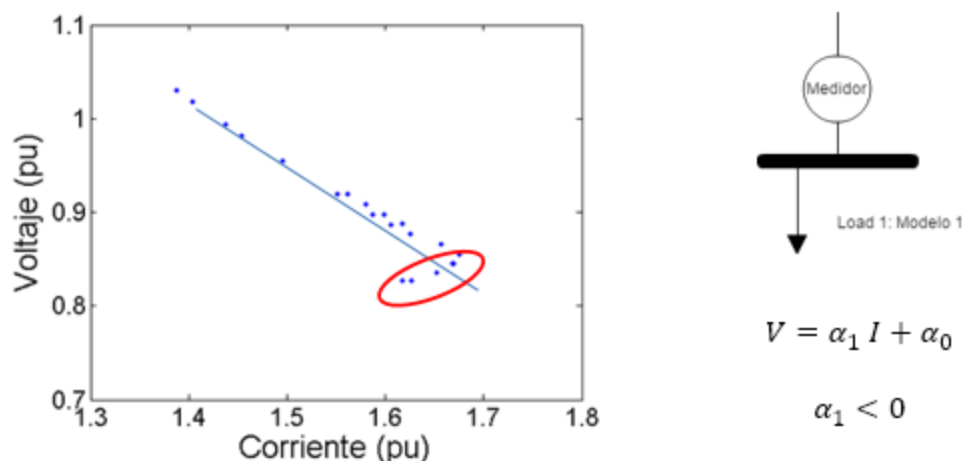


Figura 7. Relación de voltaje y corriente para carga de potencia constante.

La Figura 8 y Figura 9 muestra las relaciones voltaje-corriente para otros tipos de cargas que se tienen en el programa DSSim-PC. Cuando se tienen cargas de corriente constante, se asignara el modelo 2 (Impedancia constante), aplicando el concepto de CVR. Cuando un medidor tiene conectado diferentes tipos de carga, el modelo que se identifica corresponde a la carga con mayor valor nominal. Luego de realizar la identificación del modelo de cada medidor, se realiza una ponderación de este de acuerdo a la carga asociada. De este modo, se identificara un modelo global para aplicar las acciones de control posteriores.

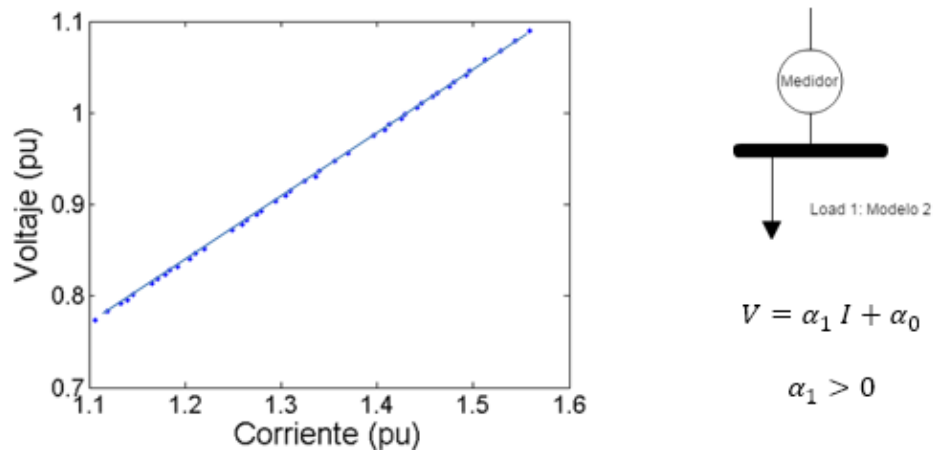


Figura 8. Relación voltaje-corriente para carga de impedancia constante.

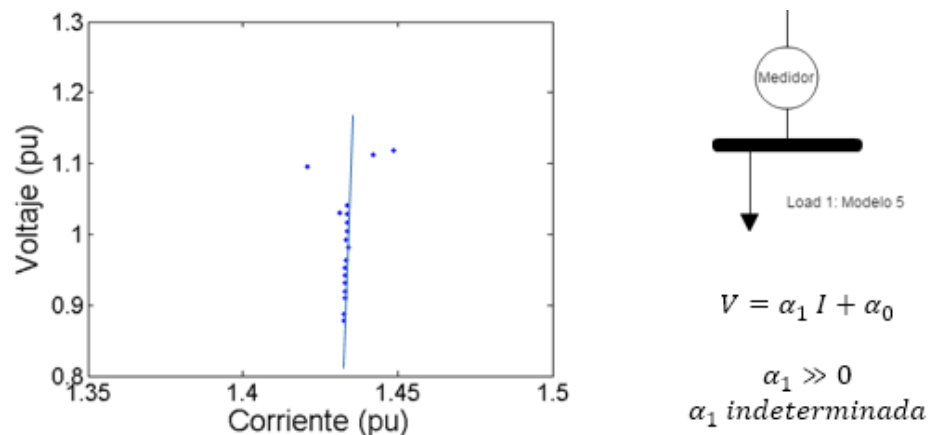


Figura 9. Relación voltaje-corriente para carga de corriente constante.

7.2 Control de Voltaje

El control de voltaje se aplica solo cuando hay perfiles de voltaje fuera de los rangos de regulación. Existen dos casos de control de voltaje: Cuando los voltajes están por encima o por debajo de los rangos. Para identificar cada uno de estos casos, se realiza una razón entre el número de nodos con voltaje por encima y el número de nodos en caso contrario (ver Figura 10). Cuando es mayor el número de nodos por debajo, el valor de la menor medida de voltaje se intentara de establecer en el rango, por medio de un movimiento de Tap de acuerdo a la Ecuación (1). Donde el voltaje medido es el mínimo de las mediciones y el voltaje deseado es el mínimo de regulación: 0,95. En el caso de voltajes por encima del rango, la acción de control es contraria, donde el voltaje medido es el máximo en las mediciones y el deseado 1,05.

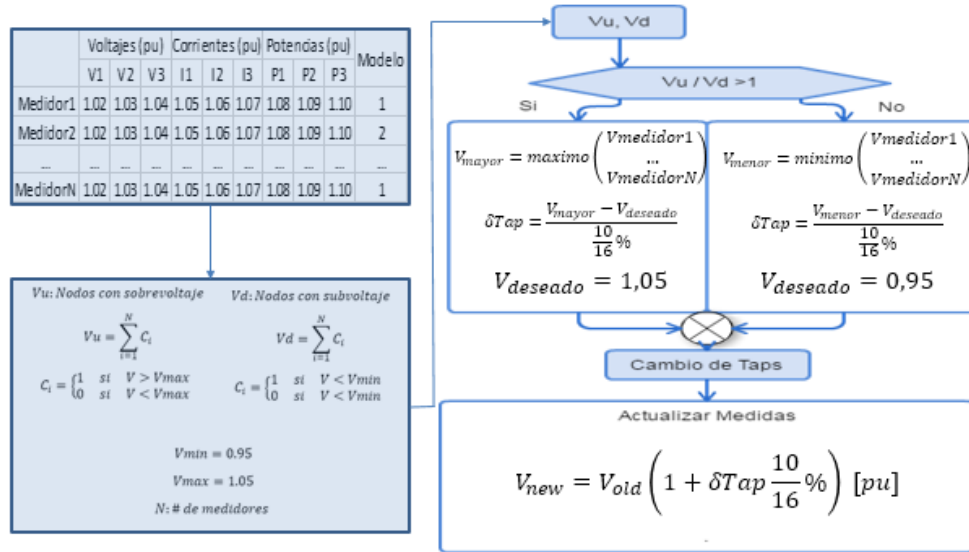


Figura 10. Algoritmo de control de voltaje.

7.3 Control de Pérdidas

Para el control de pérdidas se asume que los voltajes ya se encuentran dentro del rango de regulación. Cuando se tenga un modelo de potencia constante, se subirán los voltajes al límite superior de regulación. Mientras que en el caso de impedancia constante, el voltaje mínimo del sistema se establecerá en el límite inferior como lo muestra la Figura 11.

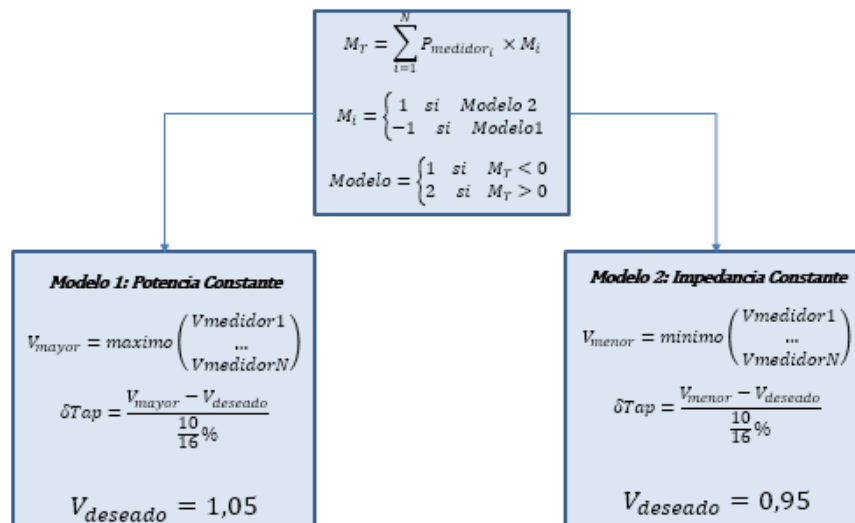


Figura 11. Control de pérdidas.

7.4 Moderación de Taps

Para la moderación de taps se puede tener en cuenta el periodo del día, el número de taps a mover y el número de cambio de taps realizados anteriormente. Esto se realiza para limitar el número de cambio de taps que se tienen a lo largo del día, de esta forma, se alarga la vida útil de cada regulador.

8 RESULTADOS

8.1 Metodología de prueba

La validación de la metodología se realizó sometiendo el algoritmo a diferentes escenarios de prueba. En todos los escenarios se utiliza, como base, el sistema IEEE-34nodos, implementado en DSSim-PC. Este sistema cuenta con dos bancos de capacitores como lo muestra la Tabla 3. En los dos reguladores que se muestran en la Figura 12 se aplica la acción de control resultante. La Tabla 4 muestra las consideraciones que se tuvieron en cuenta en cada escenario.

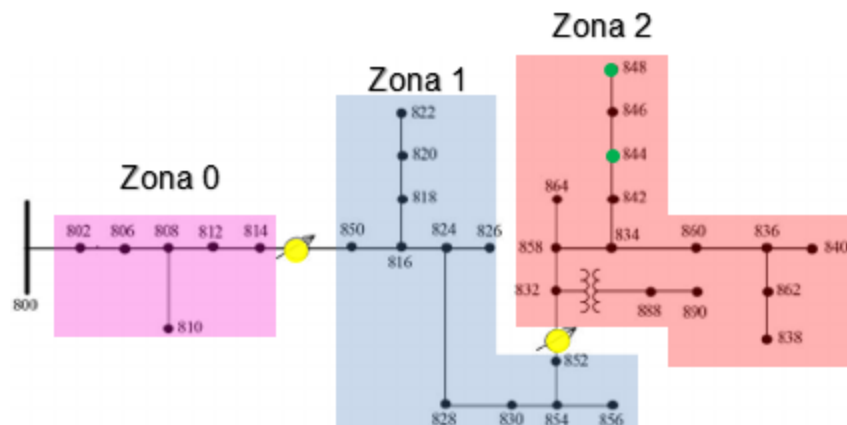


Figura 12. Sistema IEEE 34 nodos dividido por zonas.

Tabla 3. Bancos de capacitores del sistema IEEE 34 nodos.

Bancos de capacitores			
Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabla 4. Escenarios de prueba utilizados.

Escenario	Modelo de carga	Perfil de carga
1	Modelo 1	Perfil 1
2		Perfil 2
3	Modelo 2	Perfil 1
4		Perfil 2
5	<ul style="list-style-type: none"> Modelo 1 en Zona 0 y 1 Modelo 2 en Zona 2. 	Perfil 1
6	Originales IEEE 34 [22]	Perfil 1

El objetivo de estos diferentes escenarios es validar el funcionamiento del algoritmo en distintas condiciones, tanto de tipo de carga, como de variación de esta. El perfil de carga 1 es de mayor variación a lo largo del día, mientras que el perfil 2 presenta un comportamiento menos desviado (ver Figura 13).

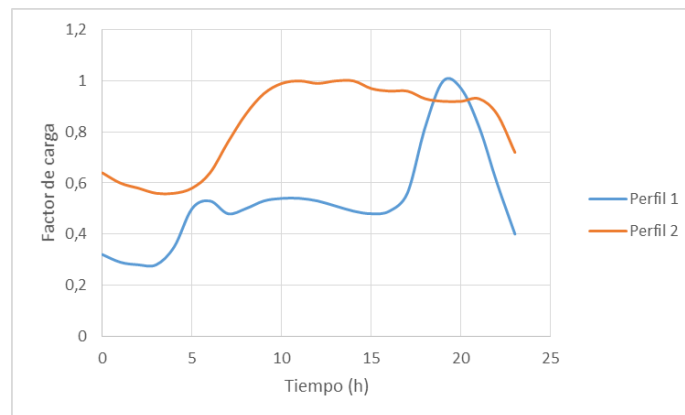


Figura 13. Perfiles de carga de prueba.

En cada uno de estos escenarios se realizó una simulación de 2 días en el programa DSSim-PC con cosimulación con Matlab. La labor de moderación taps fue de un movimiento horario.

Dos escenarios adicionales se tuvieron en cuenta para evaluar condiciones diferentes del algoritmo. Un escenario donde se reducía el número de medidores en el sistema se creó como lo muestra la Figura 14. En este caso se redujo el número de medidores a 4 por zona.

Otro caso de simulación fue la reducción del número de cambios de taps a 3 diarios. Esto para ver cómo afecta esta restricción al desempeño del algoritmo.

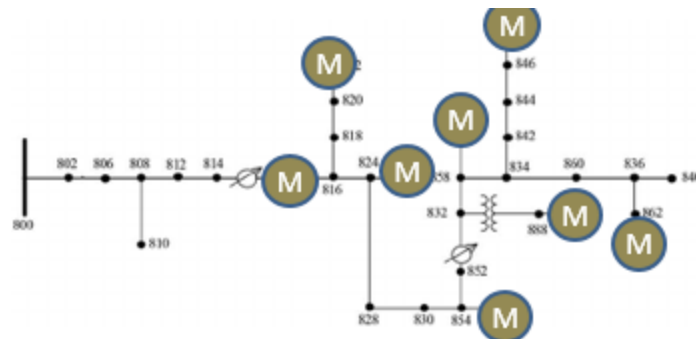


Figura 14. Medidores utilizados en escenario de pocos medidores.

8.2 Resultados del trabajo

La Figura 15 muestra los perfiles de voltaje a través del tiempo en los casos base de los escenarios 1 y 2. Estos perfiles corresponden a las curvas de carga 1 y 2 de la Figura 13.

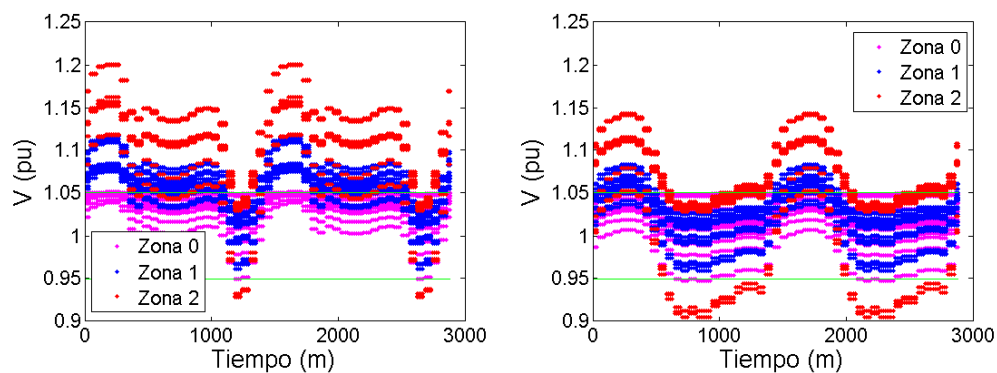


Figura 15. Voltajes de los medidores en caso base del escenario 1 (a) y 2 (b).

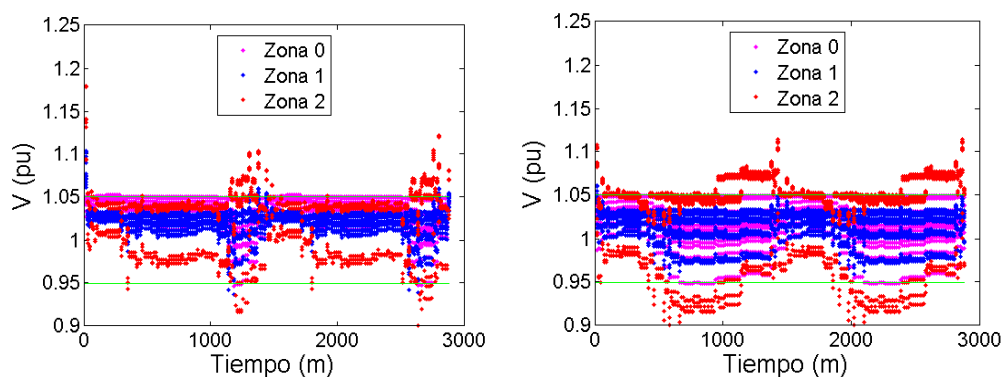


Figura 16. Voltajes de los medidores en el escenario 1 (a) y 2 (b).

La Figura 16 muestra los voltajes de los medidores luego de realizar la acción de control Volt-Var en los escenarios 1 y 2. Mientras que la Figura 17 muestra estos resultados cuando se tiene el escenario de simulación 3 y 4.

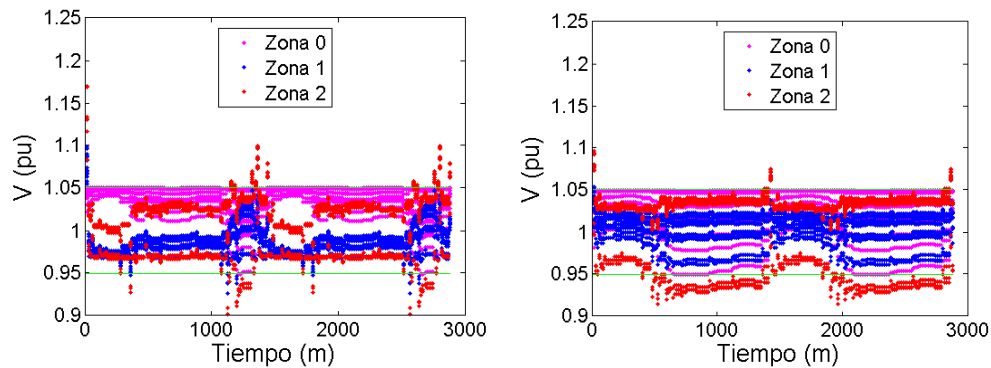


Figura 17. Voltajes de los medidores en el escenario 3 (a) y 4 (b).

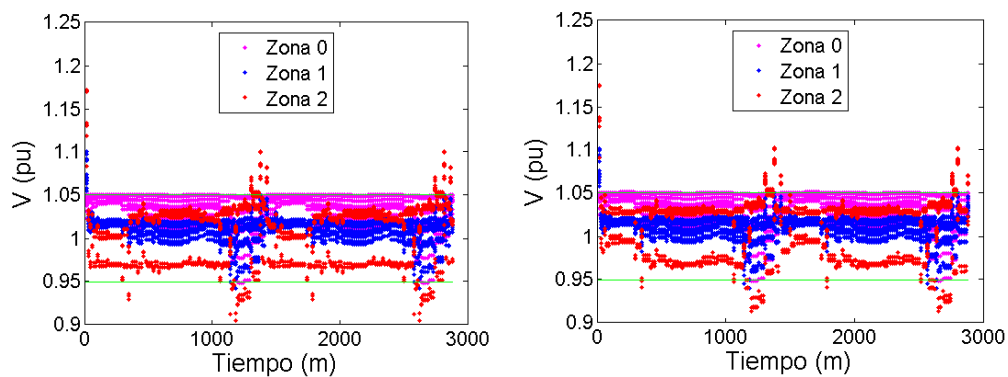


Figura 18. Voltaje de los medidores en el escenario 5 (a) y 6 (b).

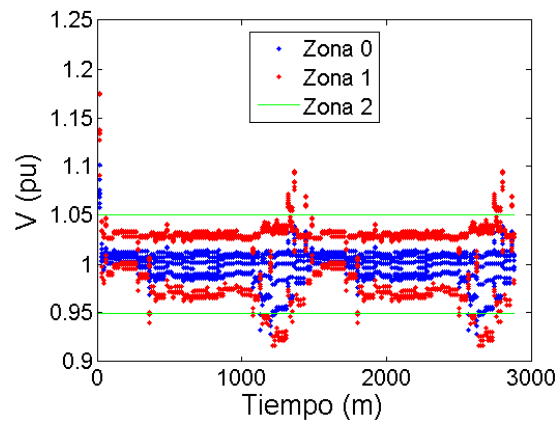


Figura 19. Voltaje de los medidores en el caso de pocos medidores.

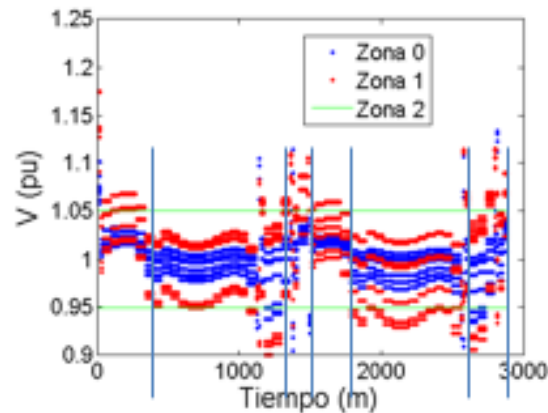


Figura 20. Voltaje de los medidores en el caso de pocos movimientos de taps.

En la Figura 18, Figura 19 y Figura 20 se muestran los resultados para los escenarios 5 y 6, pocos medidores y pocos taps, respectivamente. Como resumen de los resultados de cada escenario se encuentra la Tabla 5, donde el cambio de pérdidas corresponde al error relativo entre las pérdidas del escenario base y el caso de aplicación del control.

Tabla 5. Resultados de cada escenario de simulación.

Escenario	Δ Perdidas (%)	Nodos en sobrevoltaje	Nodos en subvoltaje	Nodos fuera de rango
1	12,42	3	0,16	3
2	1,69	7	0,6	8
3	18,45	1	0,19	1
4	5,98	0,25	0,79	1
5	18,77	1	0,19	1
6	14,70	1	0,19	1
Pocos medidores	14,29	0,25	0,22	0,5
Pocos taps	14,72	1	0,7	2

9 DISCUSIÓN

La Figura 15 muestra cómo, en consecuencia de la curva de carga del sistema, los perfiles del voltaje varían a lo largo del día. Esta variación hace que, en un gran porcentaje del día, existan violaciones a la regulación de voltaje, lo cual justifica la aplicación de un control volt-var. En el escenario 1, donde todas las cargas son de potencia constante, la Figura 16 muestra como el algoritmo establece los voltajes del sistema cercano al límite superior cuando realiza la acción de reducción de pérdidas. Esta acción se aplica debido a que se realiza la identificación de un modelo 1 en todos los medidores del sistema. La aplicación de control volt-var se valida al reducir el número promedio de nodos fuera de regulación de 23 a 3, con una reducción de pérdidas del 12,42%, como lo muestra la Tabla 5.

Para el escenario 2 la reducción del promedio de nodos fuera de regulación fue de 13 a 8, con una reducción de pérdidas de 1,69%. En este escenario de carga, se presenta una mayor desviación de los voltajes fuera del margen. Por lo tanto, en un mismo estado de simulación, se tienen nodos por encima y por debajo del margen, dificultando la acción de control.

Para el escenario 3 y 4, el algoritmo identifica cargas de impedancia constante en cada uno de sus medidores. Por lo tanto, la acción de control de pérdidas se realiza estableciendo los voltajes en el mínimo margen posible (ver Figura 17). Como resultado de esta acción de control, las pérdidas del sistema se reducen un 18,45% en comparación al caso base. Disminuyendo a 1, los 23 nodos fuera de rango promedio del caso base 3.

La Figura 18 muestra los resultados de la aplicación del algoritmo al escenario 5 y 6. Donde debido a la gran variedad de cargas a lo largo del sistema, la acción de reducción de pérdidas no se puede identificar gráficamente. Sin embargo, las pérdidas se redujeron 19% y 15% en el escenario 5 y 6 respectivamente.

Cuando se reduce el número de medidores a 4 por zona, la Figura 19 muestra cómo se sigue realizando la acción de control satisfactoriamente. Este mismo comportamiento se aplica cuando, de la misma forma, se reduce el número de movimiento de taps a 3 por día. Aunque esta restricción hace que sea mayor el promedio de voltajes fuera de rango, como lo muestra la Figura 20.

10 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Los resultados obtenidos muestran como la acción de control volt-var se realiza satisfactoriamente. Por lo tanto, es posible realizar una identificación del modelo de carga, de manera dinámica, como apoyo a la acción de reducción de pérdidas en la red. Esta etapa del algoritmo de control volt-var corresponde a un mejoramiento de las metodologías tradicionales, las cuales realizan suposiciones arbitrarias de características tan importantes como el modelo de carga del sistema. De esta forma, se valida la apropiada aplicación de las mediciones provenientes de un medidor inteligente en la automatización de distribución enfocada a la reducción de pérdidas. Debido a que al contar con mediciones cuasi-instantáneas de la red se pueden realizar estimaciones dinámicas de los componentes de esta, como apoyo a una mejor decisión de control.

Esta primera aproximación al control volt var por medio de los sistemas AMI corresponde a una metodología heurística. La cual no garantiza una condición de optimalidad global, pero muestra como este tipo de infraestructuras son una gran fuente de automatización en distribución.

Por medio de este tipo de tecnologías se pueden implementar metodologías más robustas de control. Algoritmos alternativos pueden incluir métodos heurísticos como algoritmos genéticos para identificar diferentes alternativas de optimización, o metodologías de *Machine Learning* para realizar una estimación mejorada del modelo de carga, donde la cantidad de datos del sistema es extenso debido a la AMI. De la misma forma, se pueden realizar acciones de estimación de estado de la red, apoyado por esta infraestructura y diferentes medios de monitoreo como el SCADA. Una adecuada estimación de estado permite realizar mejores técnicas de optimización con una mayor cantidad de variables a controlar y restringir. En conclusión, AMI abre una puerta a la aplicación de metodologías de automatización de red, como el control volt-var, el cual se validó con un algoritmo que realiza este tipo de control con la información extraída de los medidores inteligentes.

11 REFERENCIAS

- [1] Z. Popovic y V. Cackovic, *Advanced Metering Infrastructure in the context of Smart Grids*, Croatia: IEEE, 2014.
- [2] M. Thesing, *Integrating Electric Meter Data with Distribution Automation Applications*, Usa: IEEE, 2012.
- [3] F. De la Rosa, *Diseño e implementación de modulo AMI en plataforma GridTeractions*, Bogotá: Uniandes, 2017.
- [4] DLMS UA, «What is DLMS/COSEM,» DLMS UA, 11 2003. [En línea]. Available: <http://dlms.com/information/whatisdllmscosem/index.html>. [Último acceso: 11 2017].
- [5] DLMS UA, «Three Layer Connection Oriented Architecture,» dlms, Suiza, 2003.
- [6] DLMS UA, «Identification System and Interface Classes,» dlms, Suiza, 2003.
- [7] DLMS UA, «Conformance test process,» dlms, Suiza, 2003.
- [8] DLMS UA, «Glossary of terms,» dlms, Suiza, 2003.
- [9] IEC, IEC 62056: Electricity metering - data exchange for meter reading, tariff and load control, Suiza: IEC, 2014.
- [10] Norma tecnica colombiana (NTC), *Requisitos para sistemas de infraestructura de medicion avanzada (AMI) en redes de distribucion de energia electrica*, Colombia: Icontec, 2014.
- [11] IEEE Standards Asociation, *ANSI C12.19: IEEE Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)*, New York: IEEE, 2012.
- [12] I. R. Navarro, *Dynamic Load Models for Power Systems*, Lund: Lund University, 2002.
- [13] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo y D. Zhao, «Load Modeling – A Review,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, n° 99, pp. 1-1, 2017.
- [14] W. Kersting, «Load Models,» de *Distribution Modeling and Analysis*, New York, CRC Press, 2002, pp. 251-266.
- [15] S. Borlase, *Smart Grids: infrastructure technology and solutions*, New York: CRC press, 2013.
- [16] H. Padullaparti y Q. Nguyen, *Advances in volt-var control approaches in utility distribution systems*, Austin, Texas: IEEE, 2016.
- [17] N. G. Vargas, *Implementación de un control volt-var en un sistema de distribucion*, Bogotá : Uniandes, 2014.
- [18] R. C. Dugan, *OpenDSS: User Manual*, USA: EPRI, 2012.
- [19] D. Montenegro, *DSSim-PC, Electrical Distribution System Simulator for PC*, Universidad de los Andes: Available: <https://sourceforge.net/projects/dssimpc/>, 2013.
- [20] MathWorks, *MATLAB: matrix laboratory*, US: Available: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>, 2016.

-
- [21] NTC, Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público, Bogota: icontec, 2013.
 - [22] I. PES, IEEE 34 Node Test Feeder, USA: IEEE, 2010.
 - [23] G. L. Dous, Voltage stability in power systems. Load modeling based on 130 kV field measurements, Göteborg: Chalmers University of Technology, 1999.
 - [24] C. Taylor, Power System Voltage Stability, USA: McGraw-Hill, 1994.