

Estrategia de control tensión-reactiva en sistemas de distribución a partir de bancos de condensadores y cambia tomas en transformadores.

César Augusto Cristancho Castro.

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Jairo Blanco Solano

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Cristhian Camilo Torres Alfonso

Ingeniero Electricista

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Ad Fernandam, propter esse solem qui vitam meam illustravit et ad studendum me incitavit.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia, especialmente a mis padres y a mi tía Zoraida Prada, por su invaluable apoyo a lo largo de mi carrera universitaria. También quiero agradecer a los profesores Jairo Blanco Solano y César Antonio Duarte por compartir sus conocimientos y permitirme aprender de ellos. Finalmente, a mi codirector Cristhian Camilo Torres, por sus valiosas asesorías en programación.

Tabla de Contenido

Introducción	15
Nomenclatura	17
1 Control tensión- reactiva en sistemas de distribución de energía eléctrica	19
1.1 Descripción del problema	19
1.2 Objetivos	20
1.2.1 Objetivo general	20
1.2.2 Objetivos específicos	20
1.3 Síntesis literaria	22
1.3.1 Control supervisado	23
1.3.2 Red neuronal artificial ANN	24
1.3.3 Algoritmo genético. AG.	24
1.3.4 Optimización ordinal. OO.	25
1.3.5 Programación lineal entera mixta, por sus siglas en ingles <i>MILP</i> .	26
1.3.6 Programación cuadrática entera mixta MIQCP	27
1.3.7 MISOCP	27
1.3.8 Aprendizaje por refuerzo. RL.	28
2 Algoritmo DCD para el control tensión-reativa	32
2.1 Criterios de selección de algoritmo de optimización	32

2.2 Artículo guía	33
2.3 Descripción DCD implementado	38
3 Caso de estudio: IEEE 33 barras.	41
3.1 Entorno de simulación.	41
3.2 Descripción IEEE implementado	41
4 Escenarios de evaluación.	44
4.1 Descripción caso base	44
4.1.0.0.1 Caso base sin control	46
4.1.0.0.2 caso base DCD	47
4.1.1 Escenarios de operación.	48
4.1.1.0.1 Caso coeficiente de variación 10%	51
4.1.1.0.2 Caso coeficiente de variación 30%	52
4.1.1.0.3 Caso coeficiente de variación 60%	52
4.2 Métricas IEEE1885	55
4.2.1 Conceptos VVC - VVO	55
4.2.2 Métrica CVR	56
5 Análisis de Resultados.	60
5.1 Caso base sin control y caso base DCD.	60
5.2 Resumen Desempeño algoritmo DCD	66
6 Conclusiones.	68
Referencias Bibliográficas	69

Lista de Figuras

Figura 1	Figura ilustrativa donde se visualiza el perfil de tensión dentro de los límites después de aplicar VVC.	21
Figura 2	Figura transformador equivalente	35
Figura 3	DCD VVC Diagrama de flujo	39
Figura 4	Gráfica de la función de probabilidad WBL	50
Figura 5	Variación de potencia activa en cien iteraciones para la hora cero y WBL $k = 1,72$	54
Figura 6	Función WBL para los tres casos descritos $k = 1,72, k = 3,71, k = 12,15$	55
Figura 7	Potencia aparente S en el nodo en cabecera caso sin control y DCD	60
Figura 8	Tensión en nodo de alimentación No control y DCD	61
Figura 9	Factor de potencia en nodo de alimentación No control y DCD	61
Figura 10	Métrica CVR nodo alimentación.	62
Figura 11	Variación de potencia.	62
Figura 12	Comparación visual en el sistema IEEE 33 nodos de tensión no control, tensión control DCD en la hora 21 de mayor demanda energética.	63
Figura 13	Tensión escenario WBL 10% y WBL 30%	65
Figura 14	Tensión escenario WBL 60%	66

Figura 15	Tensiones para todo es sistema, escenario WBL 10	76
Figura 16	Tensiones para todo es sistema, escenario WBL 30	77
Figura 17	Tensiones para todo es sistema, escenario WBL 30	77

Lista de Tablas

Tabla 1	Tabla síntesis literaria	29
Tabla 2	Tabla Parámetros transformador	43
Tabla 3	Bancos de condensadores	43
Tabla 4	Tabla Demanda eléctrica por nodos	44
Tabla 5	Curva de demanda horaria	46
Tabla 6	Variación de potencia activa para la hora 1 e iteraciones WBL $k = 1,72$	52
Tabla 7	Comparación entre VVC y VVO, elaborada según información de (“IEEE Guide for Assessing, Measuring, and Verifying Volt-Var Control and Optimization on Distribution Systems”, 2022)	56
Tabla 8	Tabla tiempo de ejecución distintos escenarios	67
Tabla 9	Percentil Número de iteraciones	67

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A Gráficos comportamineto del sistema escenarios WBL	76
Apéndice B Código del algoritmo	78

Glosario

Barra: es un punto de conexión en un sistema eléctrico donde se consideran los elementos para resolver el flujo de potencia eléctrica.

Condensador: dispositivo eléctrico con la propiedad de almacenar y liberar energía eléctrica. En sistemas de distribución es usado para corregir el nivel de tensión, mejorar el factor de potencia y disminuir las pérdidas de energía eléctrica.

Distribución Normal: Es una distribución de probabilidad estadística que describe gran cantidad de fenómenos naturales, es conocida por su característica forma que recuerda una campana, está definida por su media y desviación estándar.

Distribución Weibull (WBL): es una distribución de probabilidad estadística utilizada ampliamente en el modelamiento de la vida útil de fenómenos, productos, o eventos, también se usa para el pronóstico de la demanda de productos o servicios. Se caracteriza por sus parámetros de forma y escala.

Método Monte Carlo: es un método numérico que usa gran cantidad de cálculos aleatorios para obtener aproximaciones estadísticas del sistema analizado. Es usado para analizar escenarios inciertos.

Metodología: conjunto ordenado y lógicamente concatenado de métodos utilizados en una

investigación científica para obtener resultados confiables.

Método: secuencia de tareas o pasos que se siguen en una investigación científica con el fin de obtener información o llegar a conclusiones.

Modelo: representación abstracta de los arquetipos de un fenómeno que estima el comportamiento pasado o futuro del mismo.

Optimización: proceso de maximizar el uso eficiente y efectivo de los recursos disponibles para lograr los mejores resultados posibles.

Tap: toma de transformador que se ajusta o modifica para cambiar la relación de tensión en un sistema eléctrico.

Resumen

Título: Estrategia de control tensión-reactiva en sistemas de distribución a partir de bancos de condensadores y cambia tomas en transformadores. *

Autor: César Augusto Cristancho Castro.

**

Palabras Clave: Volt-Var, Control System, Capacitor bank, Distribution Network, DCD.

Descripción: El presente trabajo de grado evalúa el desempeño de una estrategia de control de tensión y potencia reactiva en un sistema de distribución eléctrica. Se utilizan bancos de condensadores y cambia tomas de los transformadores como variables de control discretas, considerando diferentes escenarios de operación. Mediante simulaciones de software, se implementa y evalúa una estrategia de control seleccionada, enfocándose en minimizar la función objetivo que penaliza las desviaciones de tensión y las pérdidas de potencia en el sistema. Se selecciona e implementa el algoritmo "Discrete coordinate-descent"(DCD) para control tensión-reactiva, el cual optimiza la función objetivo que evalúa la tensión y las pérdidas de potencia. Las variables de control incluyen la conmutación en pasos discretos de las tomas de los transformadores y la conexión y desconexión de los bancos de condensadores presentes en el sistema eléctrico. El sistema de distribución utilizado para la implementación del control tensión-reactiva es el IEEE 33 nodos. Además, se aplica un método de simulación de Montecarlo a la demanda de potencia del sistema, considerando un perfil de consumo urbano y su variación porcentual horaria, según la norma técnica de la "Electrificadora de Santander"(ESSA). Por último, se estima el impacto de la variación de tensión en el consumo de potencia del sistema de acuerdo con el estándar IEEE 1885.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica.

Director: Jairo Blanco Solano. Doctor en Ingeniería Eléctrica. Codirector: Cristhian Camilo Torres Alfonso. Ingeniero

Abstract

Title: Reactive voltage control strategy in distribution systems using capacitor banks and transformer tap changes. *

Author: César Augusto Cristancho Castro.

**

Keywords: Volt-Var, Control System, Capacitor bank, Distribution Network, DCD.

Description: The present undergraduate project aims to evaluate the performance of a voltage and reactive power control strategy in an electrical distribution system. Capacitor banks and transformer tap changes are used as discrete control variables, considering different operating scenarios. The purpose of this implemented strategy is to maintain voltage and reactive power levels within the regulatory limits of operation. Through software simulations, the control strategy is implemented and evaluated, focusing on minimizing the objective function that penalizes voltage deviations and evaluating power losses in the system. The "Discrete coordinate-descent algorithm"(DCD) is employed for Volt-Var control, which optimizes the objective function that assesses voltage and power losses. The control variables include discrete step switching of transformer taps and the connection and disconnection of capacitor banks in the electrical system. The distribution system used for the implementation of Volt-Var control is the IEEE 33 nodes. Additionally, a Monte Carlo simulation method is applied to the system's power demand, considering an urban consumption profile and its hourly percentage variation according to the ESSA technical standard. Finally, energy savings are estimated in accordance with IEEE 1885 standard.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Electrical Engineering, Electronics Engineering, and Telecommunications Engineering. Electrical Engineering.

Director: Jairo Blanco Solano, Ph.D. in Electrical Engineering. Co-Director: Cristhian Camilo Torres Alfonso, Engineer.

Introducción

Los dispositivos eléctricos están diseñados para funcionar dentro de los niveles de tensión específicos, no cumplir esta restricción puede generar un daño irreparable o disminuir la vida útil de los mismos. Según la norma técnica colombiana NTC 5001 (ICONTEC - Instituto Colombiano de Normas Técnicas, 2008), no debe existir una desviación de tensión de (± 0.1 P.U.) por un tiempo mayor a 1 minuto. La gran mayoría de variaciones en la tensión en la red se deben principalmente a la fluctuación de la demanda del sistema eléctrico. El aumento del flujo de potencia reactiva es perjudicial para las redes eléctricas y siempre se busca minimizar su presencia en el sistema eléctrico porque la cantidad de energía disipada por el sistema es directamente proporcional a la corriente circulante. Cuanto menor sea la tensión en la barra mayor es el flujo de corriente por los conductores, por lo que se debe proveer al sistema una compensación de energía reactiva. El no compensar podría resultar en un descenso de tensión por debajo de los límites establecidos lo que provocaría un disparo de las protecciones eléctricas, inestabilidad en la red y en casos más desfavorables desconexión de suministro. Por lo tanto, un sistema de distribución de energía eléctrica debe implementar una estrategia de control que mantenga la tensión dentro de los niveles permitidos. El método clásico consiste en la inyección de energía reactiva usando bancos de condensadores. En el presente trabajo se diseña e implementa una estrategia de control tensión-reativa (VVC) en un sistema, teniendo como base una revisión de literatura relacionada, disponible en las

bases de datos de la Universidad industrial de Santander. El método propuesto de control tensión- reactiva se evalúa según una red de distribución prueba IEEE además de cumplir con restricciones de tensión y corriente de normativa colombiana (ICONTEC - Instituto Colombiano de Normas Técnicas, 2008) y métodos de evaluación expuestos en (“IEEE Guide for Assessing, Measuring, and Verifying Volt-Var Control and Optimization on Distribution Systems”, 2022).

Nomenclatura

\underline{a}	Cantidad de valor complejo, indicada por un subrayado.
\mathbf{a}	Magnitud de \underline{a} .
a^{re}, a^{im}	Partes reales e imaginarias de \underline{a} .
BR	Conjunto de todas las ramas.
$C_{Variacion}$	Coefficiente de variación.
C_I	Coefficiente de penalización por violaciones en la magnitud de la corriente de rama.
C_V	Coefficiente de penalización por violaciones en la magnitud de la tensión.
CAP	Conjunto de nodos con condensadores conmutados conectados a ellos.
DG	Conjunto de nodos con generación distribuida conectada a ellos.
Γ	Función Gamma.
\underline{I}_{ci}	Corriente de compensación compleja en el nodo.
I_{ij}	Magnitud de la corriente en la rama ij
F_{WBL}	Función de probabilidad de distribución Weibull.

k	Factor de forma de la función Weibull.
λ	Factor de escalamiento función Weibull.
n	Número de nodos.
nq, nt	Número de configuraciones del banco de condensadores y número de posiciones del cambiador de tomas del transformador.
P_{Di}, Q_{Di}	Demanda de potencia activa y reactiva en el nodo i .
P_{Gi}, Q_{Gi}	Generación de potencia activa y reactiva en el nodo i .
P_i, Q_i	Inyección de potencia activa y reactiva en el nodo i . Generación nominal de potencia reactiva (a 1 en PU de tensión) por el condensador conmutado en el nodo i , elegido del conjunto $Q_{0i} \{Q_{0i}^0, \dots, Q_{0i}^{nq}\}$.
px	Variable aleatoria de la función Weibull.
Q_{Ci}	Generación de potencia reactiva por el condensador conmutado en el nodo i .
σ	Desviación estándar.
θ_i	Ángulo de \underline{V}_i
t_{ij}	Posición del tap del transformador en la rama ij , elegido del conjunto $t_{ij}^1, \dots, t_{ij}^{nt}$.
TR	Conjunto de ramas de transformadores con cambiador de tomas.
$\underline{V}, \underline{I}$	Vectores complejos de tensión nodal y corriente de inyección.

$\underline{V}_i, \underline{I}_i$	Valores complejos del voltaje nodal y corriente de inyección en el nodo i .
V_{Slack}	Magnitud en el nodo slack (o nodo de referencia).
\underline{Y}	Matriz de coeficientes de las ecuaciones nodales.
\underline{Y}_{ij}^B	Elemento ij de la matriz de admitancia de bus.
\underline{y}_{ij}	Admitancia en serie de la rama.
μ	Media estadística.
z^{min}, z^{max}	Valores mínimo y máximo de una cantidad de valor real.

1. Control tensión- reactiva en sistemas de distribución de energía eléctrica

En este capítulo, se da una descripción del concepto de Control de tensión y potencia reactiva (VVC). Además, se presentan diversos enfoques y estrategias que han sido propuestos en la literatura como soluciones para el VVC.

1.1. Descripción del problema

El VVC es un problema que, por su naturaleza, cualquier actuación en los elementos de control del sistema se ve inmediatamente reflejada en el servicio de suministro eléctrico prestado todos los usuarios de la red eléctrica analizada. Cualquier estrategia VVC implementada debe garantizar cumplir con restricciones mínimas normativas. Para lograr esto se recurre a representaciones matemáticas que permiten crear y probar escenarios que resultarían inviables en la realidad. La representación matemática de VVC, se clasifica como

NP-hard, que significa "no polinomial fuerte". Esta clasificación se debe a que las acciones de cada elemento en el sistema de distribución afectan la tensión y potencia en el sistema, y las condiciones operativas, como las fluctuaciones de carga, aumentan la complejidad del problema. El VVC presenta una alta dimensionalidad y restricciones lineales y no convexas. A medida que aumenta el tamaño del sistema, el número de posibles combinaciones crece de manera exponencial, dificultando encontrar una solución óptima en un tiempo razonable. (Fomin, 2010) (Fomin, Kratsch, y Woeginger, 2005). Resolver VVC implica encontrar configuraciones óptimas en los dispositivos de control, como reguladores de tensión y dispositivos compensadores de potencia reactiva. Las configuraciones óptimas encontradas deben minimizar los costos de distribución de energía eléctrica, mientras se cumplen las restricciones operativas y de seguridad como se visualiza a modo de ejemplo en la figura 1.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

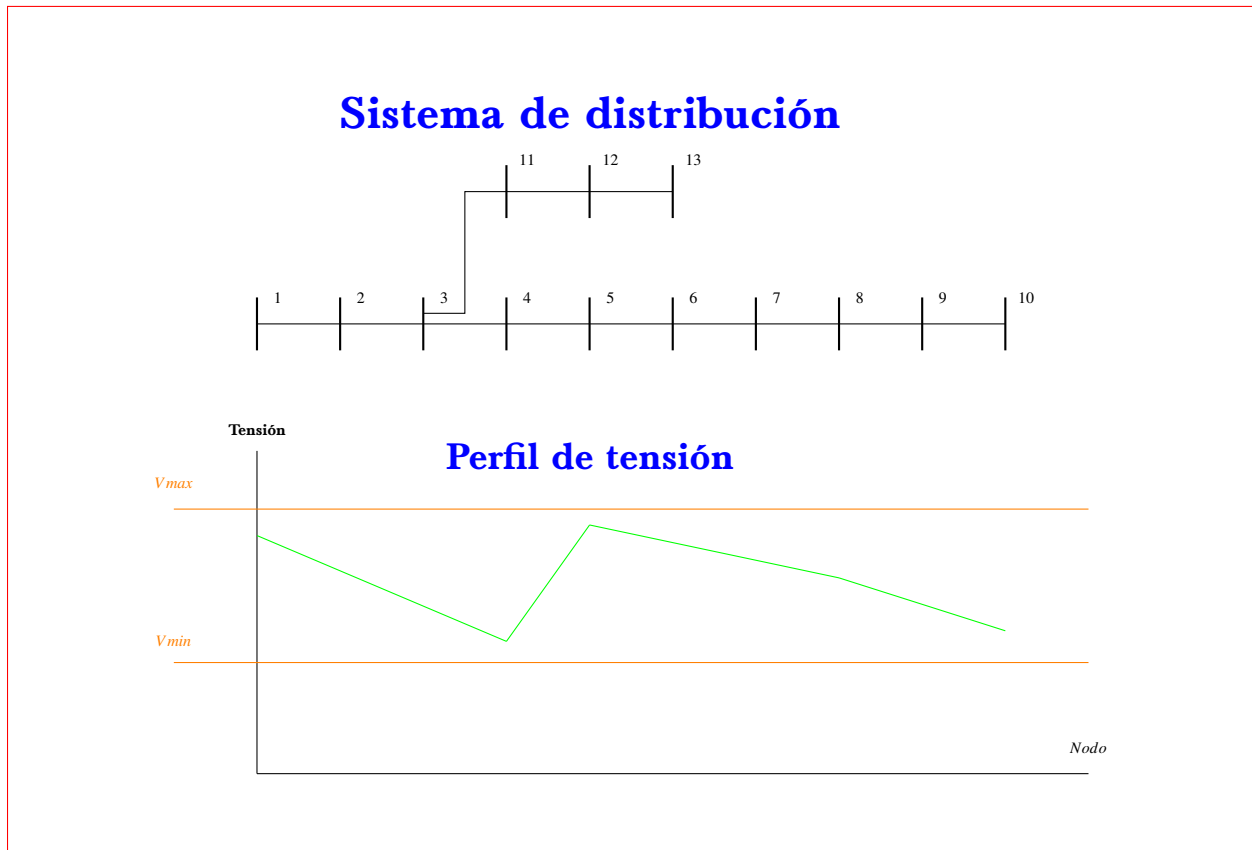
Evaluar el desempeño de una estrategia de control tensión-reativa en un sistema de distribución, a partir de banco de condensadores y cambia tomas en transformadores, considerando distintos escenarios de operación.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar una síntesis de las estrategias de control tensión reactiva en sistemas de distribución a partir de la literatura científica disponible en las bases de datos de la Uni-

Figura 1

Figura ilustrativa donde se visualiza el perfil de tensión dentro de los límites después de aplicar VVC.



versidad Industrial de Santander.

- Implementar una estrategia de control tensión reactiva seleccionada a partir de la síntesis de literatura científica del objetivo anterior e implemente como variables de control bancos de condensadores y cambia tomas en transformadores de potencia.
- Evaluar mediante simulación el desempeño de la estrategia de control tensión reactiva

implementada en un sistema de prueba IEEE considerando distintos escenarios de operación y criterios de evaluación expuestos en el estándar IEEE 1884 de 2022.

1.3. Síntesis literaria

Se realiza una síntesis de diversas estrategias de control de tensión y potencia reactiva en sistemas de distribución, mediante una revisión de la literatura científica disponible en las bases de datos de la Universidad Industrial de Santander. Estos se seleccionaron usando un filtro de palabras clave, centrado en el tema principal del control de tensión y potencia reactiva en sistemas de distribución. Los parámetros utilizados para efectuar el proceso de filtrado de información son :

- Palabras Clave:
 - Volt Var Control.
 - Control systems.
 - Capacitors bank.
 - Distribution network.
- Periodo de publicación.
 - Superior a 1990
- Tipo de recurso
 - Artículo

De los 161 artículos sugeridos en la plataforma virtual de la biblioteca de la UIS, se dio prioridad al tipo “journal” sobre el tipo “conference”. En la selección, se buscó intencionadamente que los artículos abordaran el problema VVC desde distintas perspectivas, es decir, que emplearan algoritmos distintos. Además, se estableció un criterio de preferencia por artículos publicados entre el 2010 y la actualidad, aunque este rango temporal no se siguió de manera estricta, permitiendo la inclusión de otros métodos de optimización fuera de ese periodo. De esta selección, se leyeron detenidamente 29 artículos. La información más relevante de estos se encuentra en la Tabla 1, donde se detallan los artículos y el enfoque de solución propuesto.

De la lectura de literatura científica se pueden identificar diversas técnicas y métodos de optimización utilizados para abordar VVC. A continuación, se presentan algunos de los métodos de optimización más ampliamente estudiados y documentados en la literatura consultada.

1.3.1. Control supervisado

En (Baran y Hsu, 1999) se utiliza un control supervisado el cual se aplica en sistemas equipados con medidores inteligentes. A través de la monitorización constante de los parámetros, este enfoque lleva a cabo un control de las variables para mantenerlas dentro de los límites permitidos.

1.3.2. Red neuronal artificial ANN

En (Biserica, Besanger, Caire, Chilard, y Deschamps, 2012), (Fan, Lee, y Wang, 2022) se utiliza una red neuronal artificial ANN por sus siglas en inglés Artificial Neuronal Network. Este modelo computacional está inspirado en cómo funcionan las neuronas biológicas en organismos vivos. Matemáticamente una red neuronal se puede describir como un grafo donde cada "neurona" se representa como un nodo. La información en la red por lo general se transmite en un solo sentido, desde la entrada de datos hasta la salida o respuesta, cada neurona tiene un peso asociado que determina la influencia en la activación de otras neuronas. Durante la fase de entrenamiento los pesos se ajustan según se minimice una función objetivo, además de tener en cuenta el error en cada paso del proceso de la ANN. Para el caso específico de VVC la función objetivo busca minimizar pérdidas de potencia en el sistema eléctrico.

1.3.3. Algoritmo genético. AG.

Otro método empleado para abordar el VVC es el algoritmo genético, conocido por sus siglas en inglés como GA (Genetic Algorithm). Esta técnica se inspira en la teoría de la evolución y es útil para hallar soluciones que se aproximen al óptimo en problemas de alta complejidad. El proceso del algoritmo genético involucra diversas fases:

- Generación de una población inicial de individuos, usualmente configurados a partir de técnicas heurísticas específicas.

- Cada individuo simboliza un conjunto de valores vinculados a las neuronas, que a

su vez representan parámetros del sistema eléctrico. Estos valores comprenden tanto los pesos como las operaciones internas entre las neuronas. Además de simular el comportamiento del sistema eléctrico, tales operaciones pueden ejecutar acciones de control.

- Se mide el rendimiento de cada individuo según criterios preestablecidos.
- Los individuos con mejor rendimiento son escogidos para reproducirse y conformar la generación subsiguiente, utilizando operadores genéticos como el cruce (mezcla de genes parentales) y la mutación (modificación aleatoria de genes).
- Las fases de selección, reproducción y sustitución se reiteran a lo largo de múltiples generaciones, lo que posibilita que la población evolucione hacia soluciones más óptimas.
- El algoritmo genético itera hasta alcanzar los criterios determinados, en el caso del VVC, se busca minimizar una función objetivo.

En las referencias (Raju y Bijwe, 2008) y (Mohapatra, Bijwe, y Panigrahi, 2014), se empleó un algoritmo genético para abordar el VVC."

1.3.4. Optimización ordinal. OO.

Otro enfoque es la optimización ordinal OO, una técnica en la cual las preferencias o pasos para resolver un problema no necesariamente están regidas por un orden o rango específico. Esto puede lograrse a través de algoritmos específicos según los criterios del dise-

ñador. En (Auchariyamet y Sirisumrannukul, 2009) utilizan esta técnica, combinada con otro método de optimización llamado búsqueda tabú TS (Tabu Search). El método de búsqueda tabú se usa cuando por las características del problema, obtener todas las posibles soluciones o el óptimo es difícil, cada vez que se realiza una acción de control se registra el resultado y según criterios del diseñador, el espacio solución se va clasificando entre zonas permitidas y zonas tabú, esta técnica hace encontrar una solución con mayor rapidez, evitando búsqueda en conjuntos de soluciones en los que se a determinado no hay un óptimo. En (Auchariyamet y Sirisumrannukul, 2009) utilizan estas dos técnicas para resolver VVC identificando un espacio solución entre las variables de control y aplicando las técnicas mencionadas reducen el conjunto de posibles soluciones para el algoritmo converja en un menor tiempo.

1.3.5. Programación lineal entera mixta, por sus siglas en ingles MILP.

Otra manera mas rigurosa de abordar VVC es como el enfoque propuesto en (Borghetti, 2013a), (Borghetti, 2013b), (Jha, Dubey, Liu, y Schneider, 2019), (Wang, Wang, Chen, Begovic, y He, 2014), los cuales utilizan programación lineal entera mixta MILP en ingles (Mixed Integer Linear Programming). En la programación lineal, todas las variables se consideran continuas y dentro de un intervalo especificado, en la programación entera las variables son discretas y definidas dentro de un rango discreto de valores. MILP hace uso de las dos técnicas. En un sistema de distribución las variables de control discretas pueden ser el número de pasos del cambiador de tomas de los transformadores o el número de bancos de condensadores conectados, y las variables continuas los flujos de potencia en las líneas

de transmisión. Una vez planteadas las ecuaciones del sistema se busca minimizar la función objetivo, que para VVC por lo general es minimizar las pérdidas de potencia en el sistema.

1.3.6. Programación cuadrática entera mixta MIQCP

Existe otro método de optimización muy similar al anterior, llamado Programación cuadrática entera mixta MIQCP (por sus siglas en inglés: MIXed-Integer Quadratic Programming). A diferencia de la programación lineal, el objetivo de esta es minimizar la función objetivo, la cual es una función cuadrática, sujeta a restricciones lineales o cuadráticas, además de incluir también variables enteras, las cuales solo pueden tomar valores enteros. Este método de optimización es usado en (Ahmadi, Martí, y Dommel, 2014).

1.3.7. MISOCP

También para resolver VVC se aplica un método similar a MILP y PIQCP. Este método es llamado MISOCP (por sus siglas en inglés: Mixed-integer Second-Order Cone Programming), que a diferencia de los otros dos métodos mencionados, en sus restricciones puede usar conos no convexos. Los conos no convexos representan restricciones no lineales de segundo orden, tales como restricciones de norma Euclidea, restricciones de norma-uno y polinomios de segundo orden. MISOCP aplicado a VVC también se aplica para minimizar una función objetivo que involucra tanto restricciones enteras como pueden ser las posiciones del cambio de tomas en el transformador, y restricciones cónicas convexas continua como la variación de tensión en los distintos elementos del sistema de distribución. MISOCP es

utilizado en (Jeon y Choi, 2022), (Xiong y cols., 2021), (X. Sun, Qiu, y Zhao, 2020).

1.3.8. Aprendizaje por refuerzo. RL.

Una perspectiva diferente a las anteriores para resolver VVC es la implementada en (Fan y cols., 2022), esta técnica denominada aprendizaje por refuerzo RL (por sus siglas en inglés: Reinforcement learning). Este enfoque orientado a VVC se centra en la búsqueda de valores óptimos de elementos de control como pueden ser la conexión o desconexión de bancos de condensadores. Para lograrlo, se modela el problema como un proceso de Markov, que es una entidad matemática que describen como se desarrollan los estados RL en el tiempo. Cada transición de estado tiene una recompensa asociada específica, que es la estrategia utilizada para seleccionar cambios en cada estado. El objetivo de la política es maximizar la recompensa a través del tiempo. Al lograr una política eficiente, se garantiza que la solución obtenida cumple con las restricciones mínimas del sistema eléctrico y disminución de pérdidas de potencia.

Nota aclaratoria: La mayoría de los artículos consultados no utilizan completamente un método en particular de los anteriormente mencionados, sino que combinan diferentes métodos y relajan ciertas restricciones para mejorar los tiempos de cálculo y reducir el espacio solución de búsqueda. Por ejemplo, para los métodos MILP, MIQCP y MISOCP, su solución completa está dentro de la clasificación de problemas NP-fuerte y su tiempo de solución y recursos de cómputo no son aplicables para un problema real en la que un tiempo

máximo de la actuación de los elementos de control no debe superar una cifra con unidades de minutos.

En la siguiente tabla se muestran algunos artículos, de los cuales se resalta principalmente el método de optimización utilizado para resolver VVC.

Tabla 1

Tabla síntesis literaria

Referencia	Nombre	Optimización	Software	Revista
(Expósito, Ramos, Macías, y Salinas, 1993)	Sensitivity-based reactive power control for voltage profile improvement	an industrial OPF program	an industrial OPF program	
(Roytelman y Ganesan, 2000)	Coordinated Local and Centralized Control in Distribution Management Systems	descripción de VVC centralizado y local		
(Baran y Hsu, 1999)	Volt Var Control at Distribution Substations	Supervisory controller		IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999
(Das y Velpula, 2002)	Optimal Capacitor Switching in a Distribution System Using Functional Link Network	artificial neural network (ANN) — Functional Link Network (FLN) with the modified Perceptron training rule		Electric Power Components and Systems, 30:833–847, 2001
(Raju y Bijwe, 2008)	Reactive power/voltage control in distribution systems under uncertain environment	Algoritmo genético (GA)		Published in IET Generation, Transmission y Distribution Received on 27th September 2007 Revised on 26th February 2008 doi 10.1049/iet-gtd.20080095
(Atmaca, 2008)	An ordinal optimization based method for power distribution system control	Ordinal optimization (OO)	MATLAB	Electric Power Systems Research Volume 78, Issue 4, April 2008, Pages 694-702
(Auchariyame y Sirisumrannukul, 2009)	Volt VAR control in distribution systems by fuzzy multiobjective and particle swarm	flow, based on the backward-forward sweep technique—Fuzzy multiobjetivo—Particle Swarm Optimization (PSO)	***	2009 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology
(Biserica y cols., 2012)	Neural Networks to Improve Distribution State Estimation—Volt Var Control Performances	An artificial neural network (ANN)	Matlab	IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 3, NO. 3, SEPTEMBER 2012
(Borghetti, 2013a)	Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders	Mixed Integer Linear Programming (MILP)	Cplex V12.4 MIP	Electric Power Systems Research Volume 98, May 2013, Pages 39-50

Continúa en la siguiente página

Tabla 1*Continuación de la tabla en la página siguiente*

Referencia	Nombre	Optimización	Software	Revista
(Borghetti, 2013b)	Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders	Programación Lineal Entera Mixta (MILP)	e Cplex V12.4 MIP	Electric Power Systems Research 98 (2013) 39-50
(Ahmadi y cols., 2014)	A Framework for Volt-Var Optimization in Distribution Systems	Programación cuadrática mixta entera (MIQCP)	GAMS platform and CPLEX	IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 6, NO. 3, MAY 2015
(Wang y cols., 2014)	MPC-Based Voltage/Var Optimization for Distribution Circuits With Distributed Generators and Exponential Load Models	se formula como (MILP) un problema no lineal de enteros mixtos con escenarios reducidos	GAMS DICOPT	IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 5, NO. 5, SEPTEMBER 2014
(Mohapatra y cols., 2014)	An Efficient Hybrid Approach for Volt Var Control in Distribution Systems	Metaheuristic - Genetic Algorithm	MATLAB	IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 29, NO. 4, AUGUST 2014
(Venkatesh, Ranjan, y Gooi, 2004)	Robust voltage regulation in unbalanced radial distribution system under uncertainty of distributed generation and loads	optimización robusta mixed-integer nonlinear programming (MINLP) using Branch and Bound method (BBM) * IPM-BBM (interior point method- branch and bound method) * extensive Monte Carlo simulations studies	using AMPL, MA57 linear solvers	Electrical Power and Energy Systems 73 (2015) 516-527
(Jashfar, Hosseini-Biyouki, y Esmaili, 2015)	A Stochastic Programming to Volt-Var-Total Harmonic Distortion Control in Distribution Networks Including Wind Turbines	Probabilistic-based Time-interval Method	MATLAB — DIgSILENT	Received 20 Oct 2013, Accepted 16 Dec 2014, Published online: 07 Apr 2015
(Morin, Colas, Dieulot, Grenard, y Guillaud, 2017)	Embedding OLTC nonlinearities in predictive Volt Var Control for active distribution networks	Mixed Integer Non-Linear Programming method	a comparison of MPC VVC with discrete and continuous OLTC representations	Electric Power Systems Research February 2017
(Yu y cols., 2022)	A novel PET model based volt/var control of AC-DC hybrid distribution network	Algoritmo NSGA-II utilizado para obtener un equilibrio entre voltaje y pérdidas de potencia.	Solved by NSGA-II.	Energy Reports 8 (2022) 2672-2685
(Zafar, Ravishankar, Fletcher, y Pota, 2018)	Multi-Timescale Model Predictive Control of Battery Energy Storage System Using Conic Relaxation in Smart Distribution Grids	Programación estocástica de dos etapas y control predictivo del modelo (MPC) El problema se formuló como un programa cónico de segundo orden con variables enteras mixtas (MISOCP) para lograr el óptimo global.	g GAMS/Cplex	IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 33, NO. 6, NOVEMBER 2018
(Nazir, Pal, y Jabr, 2018)	A Two-Stage Chance Constrained Volt/Var Control Scheme for Active Distribution Networks With Nodal Power Uncertainties	Programación Convexa	MATLAB — CPLEX 12.7	**Published in:** IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 34, Issue: 59), January 2019

Continúa en la siguiente página

Tabla 1*Continuación de la tabla en la página siguiente*

Referencia	Nombre	Optimización	Software	Revista
(H. Sun y cols., 2019)	Review of challenges and research opportunities for voltage control in smart grids	se hace un analisis de estabilidad con equivalente de tevenin segun mediciones , se hace la comparacion entre un control centralizado y distribuido, ademas de tener en cuenta la incidencia de generacion distribuida		Article in Power Systems, IEEE Transactions on · July 2019
(Jha y cols., 2019)	Bi-Level Volt-VAR Optimization to Coordinate Smart Inverters With Voltage Control Devices	Mixed Integer Linear Program (MILP)	MATLAB platform. Level-1 problem, modeled as MILP, is solved using CPLEX 12.7	IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 34, NO. 3, MAY 2019
(Pourjafari y Reformat, 2019)	A Support Vector Regression Based Model Predictive Control for Volt-Var Optimization of Distribution Systems	support vector regression (SVR) based model predictive control (MPC) y algoritmo de optimización basado en Particle Swarm Optimization (PSO)	performed by OpenDSS	Journals Magazines IEEE Access Volume 7
(Bagheri y Xu, 2018)	Model-free Volt-Var control based on measurement data analytics	control based on measurement data analytics	Load flows were computed by OpenDSS interface in Matlab	IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 34, NO. 2, MARCH 2019
(T. Xu y Wu, 2020)	Accelerated ADMM-Based Fully Distributed Inverter-Based Volt/Var Control Strategy for Active Distribution Networks	alternating direction method of multiplier (ADMM), distributed reactive power optimization.	MATLAB	IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS, VOL. 16, NO. 12, DECEMBER 2020
(Pamshetti, Singh, Thakur, y Singh, 2021)	Multistage Coordination Volt VAR Control With CVR in Active Distribution Network in Presence of Inverter-Based DG Units and Soft Open Points	Modelado estocástico, control predictivo de modelos	RTDS (Real-Time Digital Simulator), MATLAB-GAMS	IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 57, NO. 3, MAY/JUNE 2021
(Xiong y cols., 2021)	A Day-Ahead Chance Constrained Volt Var Control Scheme With Renewable Energy Sources by Novel Scenario Generation Method in Active Distribution Networks	mixed integer second order cone programming model by using the second order cone relaxation.	MATLAB — CPLEX12.7 optimization studio	**Published in:** [IEEE Access] (Volume: 9)
(Jeon y Choi, 2022)	Joint optimization of Volt/VAR control and mobile energy storage system scheduling in active power distribution networks under PV prediction uncertainty	programación lineal entera mixta (MILP)	Solver de programación lineal entera mixta (MILP)	Applied Energy 310 (2022) 118488
(X. Sun y cols., 2020)	Real-Time Volt Var Control in Active Distribution Networks With Data-Driven Partition Method	MISOCP (Mixed-Integer Second-Order Cone Programming)	MATLAB — GAMS	IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 36, NO. 3, MAY 2021

Continúa en la siguiente página

Tabla 1*Continuación de la tabla en la página siguiente*

Referencia	Nombre	Optimización	Software	Revista
(R. Xu, Zhang, Xu, Dong, y Zhang, 2021)	Multi-Objective Hierarchically-Coordinated Volt Var Control for Active Distribution Networks With Droop-Controlled PV Inverters	a mixed integer programming (MIP)	YALMIP interface on MATLAB platform	IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 13, NO. 2, MARCH 2022

Nota. Resumen de síntesis literaria. Tabla elaborada por César Augusto Cristancho. (2023).

2. Algoritmo DCD para el control tensión-reactiva

En este capítulo se describen los criterios de selección del método de optimización a implementar y una descripción matemática del problema VVC orientada a la aplicación del algoritmo.

2.1. Criterios de selección de algoritmo de optimización

De la síntesis literaria se seleccionó un algoritmo que cumple con lo planteado en los objetivos del Trabajo de grado, además según los siguientes criterios:

- Considere como variables de control discretas los transformadores de potencia con OLTC (por sus siglas en inglés: On Load Tap Changer).
- Considere bancos de condensadores como variables de control discretas.
- Sea un algoritmo de fácil replicabilidad.
- Sea un algoritmo de rápida convergencia.
- Debe ser aplicable a un sistema de prueba IEEE.

2.2. Artículo guía

El artículo seleccionado fue Sensitivity-based discrete coordinate-descent for Volt VAR control in distribution networks (Jabr y Džafić, 2016). El artículo presenta un algoritmo de descenso de coordenadas discretas DCD (por sus siglas en inglés: Discrete Coordinate-Descent), basado en la sensibilidad para el control VVC en redes de distribución, como método de solución de flujos de potencia implementa el algoritmo Backward forward, barriendo hacia adelante y hacia atrás. Aplican la sensibilidad de variación de tensión para reducir el número de iteraciones. También busca optimalidad de solución aplicando programación lineal entera mixta MILP y por último hace un método híbrido entre LP y DCD para disminuir el tiempo de búsqueda, obteniendo mejores resultados.

En el artículo seleccionado se plantea VVC de forma clásica.

Se considera la barra en la que está la inyección de potencia principal como barra slack (1), en la matriz equivalente de admitancias se tiene en cuenta posiciones de cambio toma (1) y figura 2 y bancos de condensadores conmutados (2), las corrientes de inyección están relacionadas con las tensiones nodales en (3) en donde la primera posición de se fija a la tensión del nodo uno, tensión slack, y las corrientes en (6) tienen en cuenta la demanda real/reactiva junto con cualquier contribución de generación distribuida. (Jabr y Džafić, 2016)

$$\underline{Y}_{T_R(i \rightarrow j)} = \begin{bmatrix} t_{ij}^2 y_{-ij} & -t_{ij} y_{-ij} \\ -t_{ij}^2 y_{-ij} & y_{-ij} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\underline{Y}_C(i) = jQ_i \quad (2)$$

$$\underline{YV} = \underline{I} \quad (3)$$

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} 1 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \underline{Y}_{21}^B & \cdots & \underline{Y}_{2j}^B & \cdots & \underline{Y}_{2n}^B \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{i1}^B & \cdots & \underline{Y}_{ij}^B & \cdots & \underline{Y}_{in}^B \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{n1}^B & \cdots & \underline{Y}_{nj}^B & \cdots & \underline{Y}_{nn}^B \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\underline{V} = \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \underline{V}_j \\ \vdots \\ \underline{V}_n \end{bmatrix}; \quad \underline{I} = \begin{bmatrix} V_{slack} \\ \vdots \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\underline{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{V}_i^*}, \quad i = 2, \dots, n \quad (6)$$

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di}, \quad i = 1, \dots, n \quad (7)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di}$$

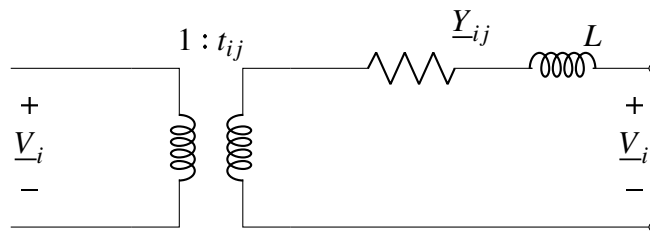


Figura 2
Figura transformador equivalente

El objetivo principal de VVC es eliminar las infracciones de tensión, con un

objetivo secundario de minimización de pérdidas de potencia. matemáticamente se puede escribir como un problema de optimización que busca minimizar las pérdidas de la red (8) manteniendo las magnitudes de tensión (9) y las magnitudes de corriente rama (10) dentro de sus límites preestablecidos. Las variables de control para VVC son cambia tomas en transformadores, la conexión o desconexión de bancos de condensadores y la contribución de potencia reactiva si hay presencia de generación distribuida. Los cambia tomas del transformador varían en pasos discretos (11) con $t_{ij}^{(k)} < t_{ij}^{(k+1)}$. La inyección de corriente reactiva de los bancos de capacitores es proporcional al cuadrado de la tensión nodal y su valor nominal igual a 1 en por unidad, también en cantidades discretas (12) $Q_{0i}^{(k)} < Q_{0i}^{(k+1)}$. Para la potencia reactiva de generación distribuida (13) varia como una variable continua entre sus límites superior e inferior. La declaración formal de VVC se da de (8) a (13), con las tensiones nodales y las inyecciones de corriente implícitamente relacionadas por (3) – (7) (Jabr y Džafić, 2016)

$$\text{mín} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_i^{re} Y_{ij}^{re} v_j^{re} + \text{mín} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_i^{im} Y_{ij}^{im} v_j^{im} \quad (8)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{máx}, i = 1, \dots, n \quad (9)$$

$$I_{ij} \leq I_{ij}^{máx}, ij \in BR \quad (10)$$

$$t_{ij} \in \{t_{ij}^{(1)}, t_{ij}^{(2)}, \dots, t_{ij}^{(nt)}\}, \quad ij \in TR \quad (11)$$

$$Q_{C_i} = Q_{0i} V_i^2 \quad (12)$$

$$Q_{0i} = \{Q_{0i}^{(1)}, Q_{0i}^{(2)}, \dots, Q_{0i}^{(nq)}\}, \quad i \in CAP$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max}, \quad i \in DG \quad (13)$$

$$V_i^2 = (V_i^{re})^2 + (V_i^{im})^2 \quad (14)$$

$$I_{ij}^2 = \left(y_{ij}^{im} (V_i^{re} - V_j^{re}) + y_{ij}^{re} (V_i^{im} - V_j^{im}) \right)^2 + \left(y_{ij}^{im} (V_i^{im} - V_j^{im}) - y_{ij}^{re} (V_i^{re} - V_j^{re}) \right)^2 \quad (15)$$

además, en (Jabr y Džafić, 2016) también se hace una descripción del algoritmo DCD, como se expone a continuación.

Primero se establece la función objetivo en (16) y se utiliza el concepto de potencia violada para normalizar todas las variables a las mismas unidades, esto se logra multiplicando el valor de tensión y corriente, por su valor nominal respectivamente, y una constante de penalización, también multiplicada respectivamente, la constante no tiene ningún valor preestablecido y puede elegirse a consideración del operador de red. El cálculo de la función objetivo para cada configuración de variables de control tenida en cuenta, requiere la

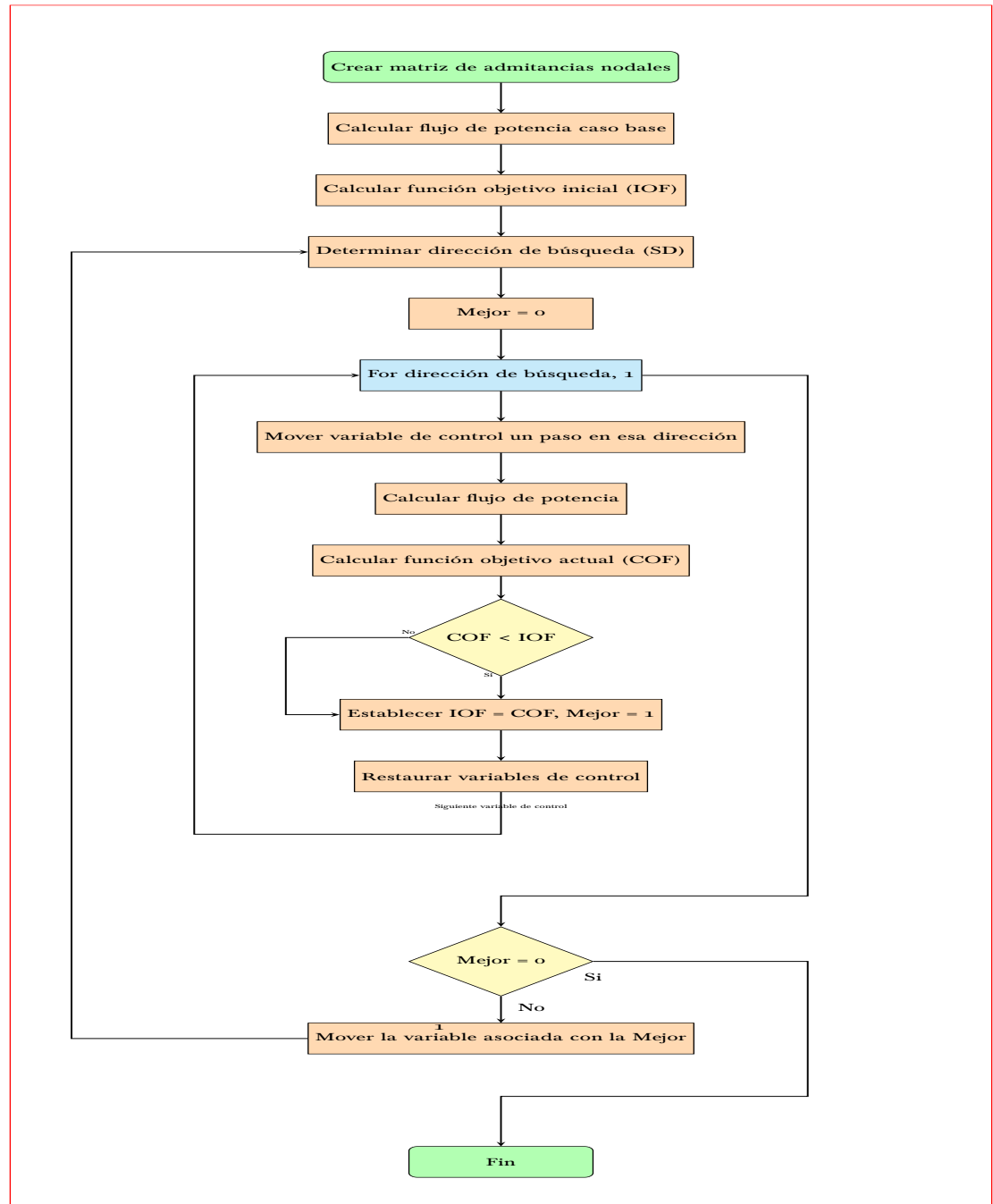
solución de un flujo de potencia.

$$\begin{aligned}
 f = & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^{re} Y_{ij}^{re} V_j^{re} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^{im} Y_{ij}^{im} V_j^{im} \\
 & + C_V \sum_{i=1}^n \max(0, V_i - V_i^{\max}) \\
 & + C_V \sum_{i=1}^n \max(0, V_i^{\min} - V_i) \\
 & + C_I \sum_{ij \in BR} \max(0, I_{ij} - I_i^{\max})
 \end{aligned} \tag{16}$$

2.3. Descripción DCD implementado

Nota: el algoritmo DCD se generalizo para resolver DCD por cualquier método de cálculo de flujo de potencia y no solo al de inyección de corriente que es en el que se plantea en el artículo (Jabr y Džafić, 2016)

Figura 3
DCD VVC Diagrama de flujo



Nota. Diagrama de flujo algoritmo de Roytelman.

1. Inicialice la configuración de las variables de control como bancos de condensadores, cambia tomas de transformadores y generación distribuida.
2. Establezca la matriz de admitancia Y según la configuración de las variables de control.
3. Calcule el flujo de potencia, y la función objetivo inicial (IOF).
4. Determine las direcciones de búsqueda iniciales con índices $SD = 1, \dots, NSD$, (Search Direction, Number Search Direction). Para las variables de control que no estén ni en el límite superior ni en el límite inferior del rango de control, la dirección de búsqueda es un paso hacia arriba o un paso hacia abajo. Inicializar $SD = 1$ y establezca el inicio de la mejor dirección de búsqueda en cero: $BSD = 0$, (Best Search direction).
5. Mueva la variable de control en la dirección de búsqueda dada por SD , calcule el nuevo flujo de potencia y la función objetivo actual COF (Current Objective Function), restaure la variable de control a su valor inicial.
6. Si $COF < IOF$, a continuación establezca $IOF = COF$ y $BSD = SD$, de lo contrario mantenga los valores actuales.
7. Si $SD < NSD$, incrementar SD en 1 y continuar al paso 5, de lo contrario continuar al paso 8.
8. Si $BSD = 0$, finalice la búsqueda (la optimización está completa), de lo contrario, mueva la variable de control en la dirección dada por BSD , aumente el contador de iteración de descenso de coordenadas en 1 y vaya al paso 4.

En la Figura 3, se presenta el diagrama de flujo del algoritmo de Roytelman el cual fue propuesto en (Roytelman, Wee, y Lugtu, 1995). Este algoritmo utiliza el concepto de DCD para el cálculo de VVC. Los autores de (Jabr y Džafić, 2016) tomaron este algoritmo como referencia principal para desarrollar su propio método.

3. Caso de estudio: IEEE 33 barras.

3.1. Entorno de simulación.

Según la revisión literaria; el lenguaje de programación más usado para la implementación de algoritmos de optimización es MatLab, pero se ha tomado la decisión de usar Python. Esta elección se debe a las numerosas ventajas y recursos matemáticos que ofrece Python, así como la disponibilidad de la biblioteca `dss_python` (Jabr y Džafić, 2016), la cual proporciona una alternativa a al motor OpenDss de EPRI. Esta biblioteca permite simular sistemas de distribución de energía eléctrica en prácticamente cualquier entorno que permita la instalación de Python.

3.2. Descripción IEEE implementado

Para la solución de VVC, se implementó el algoritmo DCD propuesto en (Jabr y Džafić, 2016), con una modificación significativa: en lugar de utilizar el método backward-forward, se optó por `dss_python`. Este último permite establecer la configuración inicial del sistema

y, en respuesta, devuelve el estado del mismo (tensión y potencias) basado en dicha configuración inicial.

El sistema de distribución en el cual se implementa el método es el IEEE de 33 nodos descrito en (Meira, 2023) , y a continuación se describen los parámetros característicos de este sistema de pruebas.

Los valores de las cargas eléctricas para un sistema IEEE de 33 nodos fueron tomadas de (Baran y Wu, 1989), y las cargas se modelan según el modelo ZIP. Este modelo de carga considera impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P). En este estudio, se utilizaron las proporciones predeterminadas del modelo 4 de potencias proporcionadas por `dss_python`. Estas proporciones corresponden a una reducción del 1% en la potencia reactiva (VAr) respecto al 100% de la potencia reactiva nominal, y por defecto es 2. Así mismo para potencia activa (W) por cada reducción del 1% en tensión respecto al 100% de tensión nominal y por defecto es 1. (Meira, 2023).

Para el transformador se consideraron parámetros según (Meira, 2023), se considera que los cambia tomas de relación de transformación están en el devanado de alta tensión, con 33 cambia tomas y posición central o relación de transformación 1 : 1 en el cambia toma numero 16. los demás datos del transformador se pueden visualizar en la Tabla 2

Tabla 2*Tabla Parámetros transformador*

Característica	Valor
Fases	3
Devanados	2
Reactancia de dispersión	8%
Tensión	110 / 12.666 kV
Potencia S	5500 kVA
Conexión	Δ/Y

Nota. Datos transformador.

Tabla 3*Bancos de condensadores*

Nodo	Capacidad [kVAr]	Nodo	Capacidad [kVAr]
6	150	27	150
8	150	29	300
13	150	30	150
23	300		

Nota. configuración según (Khodr, Olsina, De Oliveira-De Jesus, y Yusta, 2008).

Para los bancos de condensadores de 150 kVAr, se han considerado tres etapas a conectar [0,1,2,3]. El nivel 0 indica que el banco de condensadores está desconectado, y los niveles 1, 2 y 3 corresponden a incrementos de 50 kVAr, es decir, 50 kVAr, 100 kVAr y 150 kVAr respectivamente. Para los bancos de condensadores de 300 kVAr, se consideraron seis etapas [0,1,2,3,4,5,6]. El nivel 0 representa la desconexión del banco de condensadores, los niveles 1, 2, 3, 4, 5 y 6 corresponden a incrementos de 50 kVAr, es decir, 50 kVAr, 100 kVAr, 150 kVAr, 200 kVAr, 250 kVAr y 300 kVAr respectivamente. La ubicación de cada banco de condensadores en el nodo correspondiente puede consultarse en la Tabla 3

4. Escenarios de evaluación.

En este capítulo, se hace una descripción del caso base sin control, así como su aplicación con el algoritmo DCD. Además se describen los distintos escenarios de operación donde se varía la carga del sistema según las curvas de demanda horaria típica de un sistema eléctrico urbano en Santander, según norma técnica ESSA. (Álvaro Ayala, Fredy Antonio, Adriana Marcela, y Gema Liliana, 2021).

4.1. Descripción caso base

En el sistema Eléctrico IEEE 33 nodos (Baran y Wu, 1989) los elementos de control de variables discretas son, transformador y bancos de condensadores, descritos previamente en las Tablas 2 y 3 respectivamente. En la Tabla 4 se visualiza la demanda máxima por nodo, y en la Tabla 5 se visualiza la curva de demanda horaria típica para un sistema de distribución en un sitio residencial estrato cuatro en Santander.

Tabla 4

Tabla Demanda eléctrica por nodos

Nodo	Potencia activa kW	Potencia reactiva kVAr
1	100	60
2	90	40
3	120	80
4	60	30
5	60	20
6	200	100

Continúa en la siguiente página

Tabla 4

Nodo	Potencia activa kW	Potencia reactiva kVAr
7	200	100
8	60	20
9	60	20
10	45	30
11	60	35
12	60	35
13	120	80
14	60	10
15	60	20
16	60	20
17	90	40
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	50
23	420	200
24	420	200
25	60	25
26	60	25
27	60	20
28	120	70
29	200	600
30	150	70
31	210	100
32	60	40

Nota. Potencia máxima por nodo para el sistema IEEE 33 nodos según (Baran y Wu, 1989).

Tabla 5
Curva de demanda horaria

Hora	Porcentaje demanda máxima
1	0.28
2	0.25
3	0.26
4	0.25
5	0.23
6	0.44
7	0.69
8	0.44
9	0.44
10	0.36
11	0.38
12	0.51
13	0.4
14	0.38
15	0.37
16	0.41
17	0.49
18	0.34
19	0.61
20	0.81
21	1.0
22	0.86
23	0.69
24	0.36

Nota. Porcentaje de demanda máxima horaria según (Álvaro Ayala y cols., 2021).

4.1.0.0.1. Caso base sin control. En el caso base sin control, el transformador se mantiene en la posición central y todos los bancos de condensadores en desconexión. Se resuelve

el sistema hallando tensiones y potencia para cada uno de los nodos, teniendo como datos de entrada la potencia base Tabla 4 para cada una de las 24 horas según tabla 5.

4.1.0.0.2.caso base DCD. En el caso base de DCD o con control, se propone adoptar la misma configuración que en el caso sin control, pero con la aplicación de DCD para asegurar al menos un óptimo local en la función objetivo y cumplir con las restricciones, o acercarse lo más posible a los límites de tensión. En este caso, se ha establecido un rango de ± 0.05 en (P.U.) para los límites de tensión. Esta elección se basa en el artículo guía y en la mayoría de la literatura consultada, además de cumplir con la restricción de tensión definida en la norma (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2008).

La función objetivo y restricciones usadas en la aplicación de DCD son las siguientes, ecuación (17)

$$\begin{aligned}
 f = & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^{re} Y_{ij}^{re} V_j^{re} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^{im} Y_{ij}^{im} V_j^{im} \\
 & + C_V \sum_{i=1}^n \text{máx}(0, V_i - V_i^{\text{máx}}) \\
 & + C_V \sum_{i=1}^n \text{máx}(0, V_i^{\text{mín}} - V_i)
 \end{aligned} \tag{17}$$

Explicada en palabras, las dos primeras expresiones hacen referencia a la potencia compleja total consumida por el sistema, la tercera expresión relaja la función objetivo con la constante C_V para que solo se tengan en cuenta los valores de tensión que están por debajo

del limite superior, y la cuarta expresión relaja la función con la constante C_V para solo tener en cuenta los valores de tensión mayores al limite inferior de tensión, y con cada iteración de DCD se busca minimizar (17). En el artículo guía se recomienda usar un valor grande para C_V , $C_V = 100$, pero se eligió $C_V = 220000/16$ por ser un valor cercano en magnitud a los valores de la sumatoria de potencia del primer y segundo termino de la ecuación, pero, en términos generales desde que sea un valor grande, no afecta ni la precision ni la velocidad del algoritmo. El resto del algoritmo es igual a lo descrito en el capítulo 3 sección 3.

4.1.1. Escenarios de operación.

En la literatura consultada no se encontró un conjunto de datos accesible de un sistema de distribución real o de prueba IEEE, para evaluar respecto a los resultados publicados. Por tal motivo se crearon una serie de casos ficticios en los que se varia la carga del sistema de manera aleatoria, pero manteniendo siempre como referencia la carga descrita en el caso base.

La técnica estadística Monte Carlo (Metropolis y Ulam, 1949) con un amplio uso cuando las técnicas deterministas no son factibles o cuando no se poseen datos suficientes para estimar el comportamiento de un sistema. Se planteo una forma similar de aplicación de la técnica Monte Carlo a sistemas de distribución descrita en (Hajiabbas y Mohammadi Ivatloo, 2021, 215-232), pero en ves de usar la función inversa de la distribución normal, se uso la función inversa de la distribución Weibull (WBL), porque para aplicaciones como en este caso en cuestión, tienen un comportamiento similar y se ajustan adecuadamente los parámetros de WBL a la distribución normal.

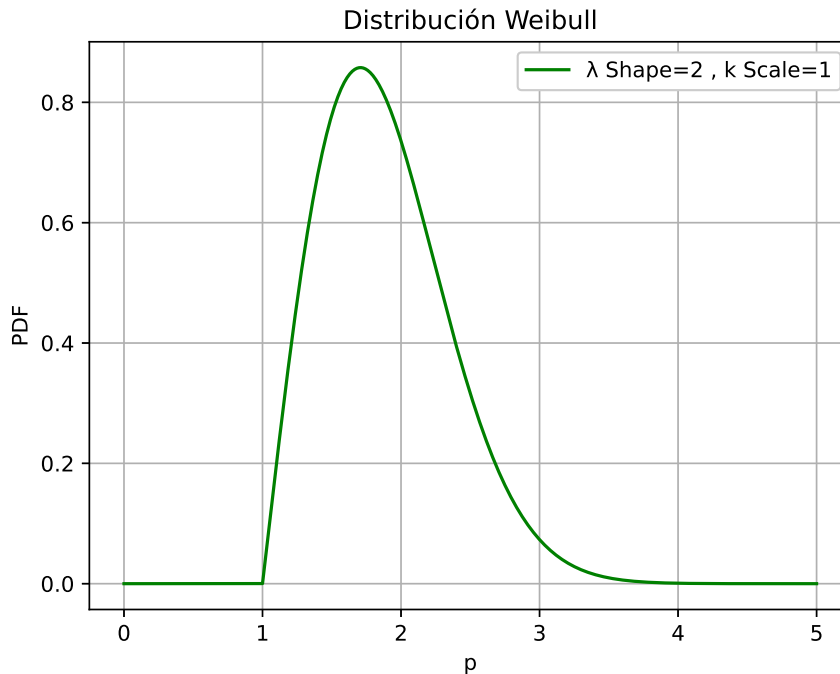
La distribución normal esta completamente determinada por sus parámetros σ y μ , pero el dominio de esta función esta en todos los reales, esto quiere decir, que por la naturaleza de la técnica Montecarlo, algunas de las potencias generadas aleatoriamente pueden ser negativas, y esto no es posible en un sistema eléctrico porque sería suponer que en algún momento la carga se comportaría como un generador eléctrico, lo cual es parcialmente posible, solo si en el sistema existen generación distribuida, pero ese no es el caso de estudio de este trabajo de grado. Para resolver esta dificultad se uso otro tipo de distribución de probabilidad, la distribución de Weibull (Lawless, 2011). la ecuación 18 hace referencia a la inversa de la función de distribución Weibull, y la ecuación 19 hace referencia a la función de distribución Weibull.

$$F_{WBL}^{-1}(p; k, \lambda) = \lambda (-\ln(1 - p))^{\frac{1}{k}} \quad (18)$$

$$F_{WBL}(px; k, \lambda) = 1 - e^{-(px/\lambda)^k} \quad (19)$$

Se definieron tres escenarios de variación aleatoria de potencia aplicando la distribución WBL a todas las 32 cargas del sistema.

Figura 4
Gráfica de la función de probabilidad WBL



Nota. (Elaborada por César Cristancho).

El método de variación de potencia aleatoria propuesto para generar los distintos escenarios sigue los siguientes pasos.

- A la demanda de la Tabla 4, se le aplican los porcentajes descritos en la Tabla 5, para crear 24 escenarios distintos correspondientes a las 24 horas de un día típico en un sistema de distribución urbano estrato cuatro en Santander.
- En cada caso horario se generan números aleatorios usando la técnica Montecarlo.
- Se aplica la función inversa de la distribución de probabilidad WBL ecuación (18)

manteniendo constantes los valores de forma k y escala λ según el caso aplicado, y variando el percentil px con los datos aleatorios Montecarlo.

Además se empleó el concepto de "coeficiente de variación estadística", el cual indica el grado de dispersión de los datos en relación con la media estadística. Matemáticamente, se define de la siguiente manera: Coeficiente de Variación = (Desviación estándar / Media) * 100. donde λ es el factor de escalamiento y k es el factor de forma de la función Weibull, y Γ es la función gamma

$$C_{variacion} = \frac{\sigma}{\mu} \cdot 100\% \quad (20)$$

$$\sigma = \sqrt{\lambda^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)^2 \right]} \quad (21)$$

$$\mu = \lambda \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (22)$$

Se crearon tres escenarios distintos donde se generaron datos aleatorios con coeficiente de variación de 10, 30, 60% respectivamente

4.1.1.0.1.Caso coeficiente de variación 10% . En este caso se crean 100 configuraciones aleatorias aplicando la función inversa de WLB manteniendo el parámetro de escala $\lambda = 1,043$ constante y el parámetro de forma $k = 12,15347$ y variando p con los datos obtenidos de la técnica Montecarlo.

4.1.1.0.2.Caso coeficiente de variación 30% . En este caso se crean 100 configuraciones aleatorias aplicando la función inversa de WLB manteniendo el parámetro de escala $\lambda = 1,10786$ constante y el parámetro de forma $k = 3,7137$ y variando p con los datos obtenidos de la técnica Montecarlo.

4.1.1.0.3.Caso coeficiente de variación 60% . En este caso se crean 100 configuraciones aleatorias aplicando la función inversa de WLB manteniendo el parámetro de escala $\lambda = 1,12151$ constante y el parámetro de forma $k = 1,717037$ y variando p con los datos obtenidos de la técnica Montecarlo.

Tabla caso DCD WBL $C_{variación} = 10\%$

Tabla 6

Variación de potencia activa para la hora 1 e iteraciones WBL $k = 1,72$

Nodo	P base	iter 1	iter 2	iter 3	iter 4	iter 5	iter 6	iter 7	iter 8	iter 9	iter 10
1	100.0	117.29	104.04	108.09	109.36	94.24	75.02	99.55	104.88	118.58	110.11
2	90.0	92.61	95.55	100.94	85.16	84.48	77.7	100.24	86.52	88.81	102.7
3	120.0	96.49	112.9	130.91	115.99	122.05	120.54	90.48	112.31	118.13	131.41
4	60.0	57.94	53.9	56.4	56.7	65.72	63.75	53.18	67.74	55.07	61.35
5	60.0	65.84	54.96	58.4	53.26	51.88	54.74	64.41	47.72	55.78	61.34
6	200.0	182.94	179.64	224.44	184.68	211.61	182.8	213.93	210.43	189.16	183.46
7	200.0	205.23	224.45	152.02	203.45	155.81	207.71	201.96	202.96	207.97	209.53
8	60.0	51.64	69.16	52.63	61.42	67.38	65.87	65.27	60.8	63.89	67.21
9	60.0	65.69	61.38	55.42	67.1	61.97	56.92	65.31	57.01	57.47	55.83
10	45.0	42.46	49.33	40.58	44.37	47.14	50.35	47.93	48.08	36.96	42.03
11	60.0	61.2	64.12	55.14	62.96	60.84	51.91	59.94	60.63	65.36	61.68
12	60.0	63.8	50.38	63.34	64.79	46.67	61.68	63.35	58.31	65.82	69.58
13	120.0	119.61	121.84	114.32	130.58	107.07	97.47	125.46	105.03	109.37	112.76
14	60.0	64.42	49.34	54.74	66.22	60.94	57.75	65.86	59.01	53.79	71.17

Continúa en la siguiente página

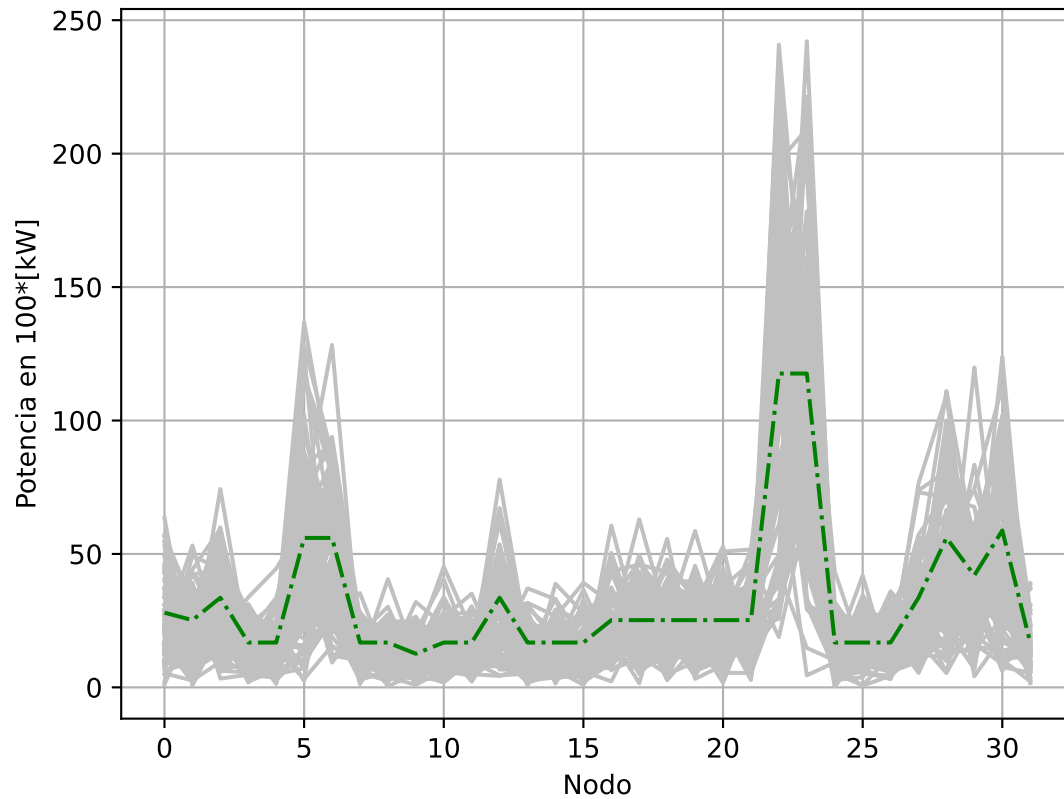
Tabla 6*Continuación de la tabla en la página siguiente*

Nodo	P base	iter 1	iter 2	iter 3	iter 4	iter 5	iter 6	iter 7	iter 8	iter 9	iter 10
15	60.0	61.52	56.58	67.66	68.71	67.56	60.12	55.57	54.99	59.62	59.49
16	60.0	56.28	67.35	67.64	60.52	53.7	67.15	45.33	48.19	53.55	61.49
17	90.0	92.45	90.28	88.03	93.23	90.95	101.59	85.71	99.77	101.2	84.91
18	90.0	97.19	97.85	87.83	106.84	76.89	81.5	98.87	97.54	94.37	84.51
19	90.0	73.62	90.0	73.95	93.14	80.99	91.58	92.38	98.24	93.7	92.46
20	90.0	85.47	86.0	75.46	91.77	86.6	88.93	97.25	101.7	101.62	87.52
21	90.0	95.73	104.91	100.41	88.79	105.07	99.2	90.21	84.16	94.03	87.88
22	90.0	81.8	82.82	83.26	98.35	91.68	105.81	91.35	99.01	71.46	101.81
23	420.0	453.31	452.42	403.44	436.12	429.95	464.52	405.45	483.12	373.99	461.73
24	420.0	461.92	491.86	435.63	433.4	481.81	447.88	399.44	390.31	398.0	372.47
25	60.0	54.89	62.1	66.49	67.22	58.51	55.75	64.27	56.4	58.61	48.46
26	60.0	62.43	59.82	57.28	54.66	63.14	64.8	63.07	59.18	62.96	44.7
27	60.0	60.33	57.83	66.15	67.16	58.74	49.88	61.26	59.28	69.2	65.25
28	120.0	125.12	91.14	123.53	120.54	111.86	110.27	127.81	128.26	105.12	112.76
29	200.0	195.63	213.31	218.33	210.33	216.6	218.52	171.05	216.64	202.23	194.85
30	150.0	138.41	164.77	128.18	127.6	144.04	164.85	159.02	166.19	141.41	146.34
31	210.0	209.71	201.49	198.05	190.42	244.09	228.0	221.61	207.61	215.76	197.69
32	60.0	63.28	47.6	59.23	42.89	58.32	58.85	60.57	58.14	64.13	57.48

Nota. primeras 10 variaciones de potencia activa para todos los nodos del sistema para el caso WBL $K = 1,72$ respecto a la potencia base, columna 1 (Baran y Wu, 1989).

Figura 5

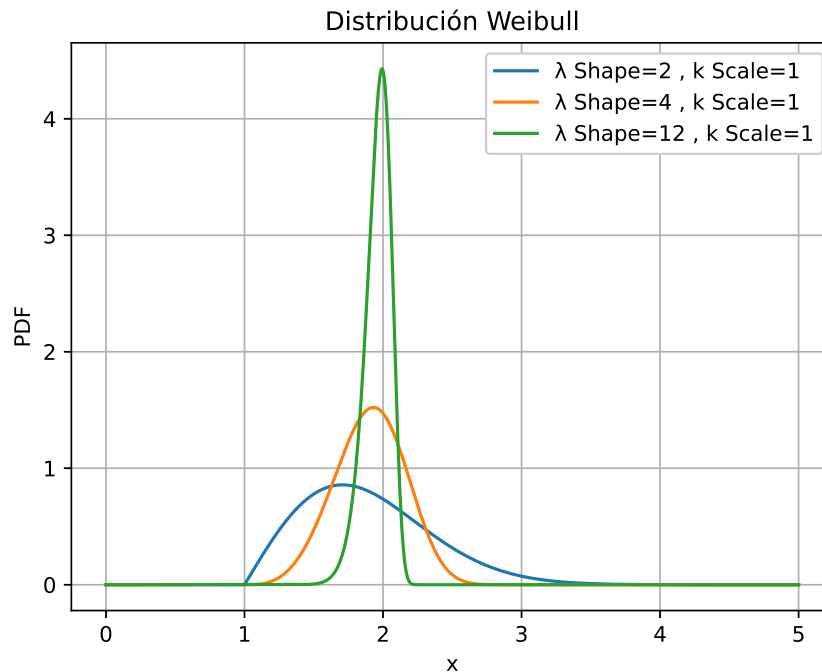
Variación de potencia activa en cien iteraciones para la hora cero y WBL $k = 1,72$



En la Tabla 6 se muestra la variación de la potencia activa para todos los nodos para las iteraciones 1 a 10 de la técnica Montecarlo con WBL para el caso de coeficiente de variación de 10 $C_v = 10$ para la hora 21 que corresponde al 100% de la potencia nominal del sistema IEEE 33 nodos, en la Figura (5) se representa el mismo caso pero para 100 iteraciones.

Figura 6

Función WBL para los tres casos descritos $k = 1,72$, $k = 3,71$, $k = 12,15$



4.2. Métricas IEEE1885

4.2.1. Conceptos VVC - VVO

El control y la optimización Volt-Var (VVC) a través del tiempo han evolucionado, preocupándose no solo por cumplir con tensión y factor de potencia aceptables sino en la búsqueda de metas mas amplias como la eficiencia energética y la mitigación del impacto de la conexión de energías renovables a la red. el VVC tiene como actuadores de control dispositivos como bancos de condensadores conmutados y transformadores de tension, para

regular y controlar el sistema eléctrico. el VVO además de los dispositivos usados en VVC se vale de reguladores de tension algoritmos avanzados en optimización y multiples dispositivos que permiten permiten adaptarse a los distintos requerimientos del sistema. (“IEEE Guide for Assessing, Measuring, and Verifying Volt-Var Control and Optimization on Distribution Systems”, 2022). En la tabla 7 se muestra la comparación entre los dos conceptos.

Aspecto	Control Volt-Var (VVC)	Optimización Volt-Volt (VVO)
Objetivo Principal	Mantener tensión y factor de potencia aceptables.	Optimizar el perfil de tensión a lo largo del sistema eléctrico; eficiencia energética, mitigación de impactos de energías renovables.
Componentes Clave	Bancos de condensadores conmutados, reguladores de tensión, cambiadores de tomas de carga (LTC).	Dispositivos de control de tensión, sistemas de monitoreo avanzado.
Control	Coordinación completa entre varios dispositivos para controlar tensión y potencia reactiva.	Optimización continua del perfil de tensión a través de análisis y control en tiempo real.
Implementación	Tradicionalmente separada, actualmente más coordinada con la modernización de la red.	Enfoque más moderno, utilizando tecnologías avanzadas para el control en tiempo real.
Respuesta a DERs	Dificultades ante la presencia de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), requiere coordinación avanzada.	Capacidad para integrar y gestionar DERs en la optimización del perfil de tensión.

Tabla 7

Comparación entre VVC y VVO, elaborada según información de (“IEEE Guide for Assessing, Measuring, and Verifying Volt-Var Control and Optimization on Distribution Systems”, 2022)

4.2.2. Métrica CVR

El estándar IEEE 1885 de 2022 , en el capítulo 4 en la sección 4.2, propone diez métricas de evaluación de para determinar los efectos de la aplicación de VVO en un sistema

de distribución eléctrico. las métricas son las siguientes:

- Métrica 1: Porcentaje de reducción en la tensión de suministro de servicio promedio cuando se aplica VR.
- Métrica 2: Porcentaje de horas del cliente en las que la tensión está fuera de los límites deseados especificados en la solución VVO cuando se aplica VR.
- Métrica 3: factor CVR o la relación de cambio por unidad de energía por cambio de unidad de tensión.

$$CVR = \frac{\Delta P / P_0}{\Delta V / V_0} \quad (23)$$

Donde:

- ΔP es el cambio porcentual en la potencia consumida.
- Δv es el cambio porcentual en la tensión.
- Métrica 4: Cambio porcentual en la demanda eléctrica pico de la instalación controlada cuando se aplica VR.
- Métrica 5: Energía ahorrada cuando se aplica CVR.
- Métrica 6: Porcentaje de reducción en pérdidas de distribución y transmisión cuando se aplica CVR.
- Métrica 7: Porcentaje de horas de período en las que la VR estuvo en vigor.

- Métrica 8: Cambio porcentual en las operaciones del cambiador de tomas del transformador cuando se aplicó CVR.
- Métrica 9: cambio porcentual en las fallas del banco de condensadores del alimentador cuando se aplicó CVR.
- Métrica 10: cambio porcentual en las operaciones del banco de condensadores del alimentador cuando se aplicó CVR.

Dadas las diferencias expuestas anteriormente entre los conceptos VVC y VVO, y el método de optimización elegido, tal como se planteó en el artículo guía (Jabr y Džafić, 2016) y cómo se adaptó a este proyecto, el método de optimización DCD solo se ajusta según la configuración anterior del sistema y la demanda eléctrica en el momento de realizar el control. Su respuesta es una configuración en un óptimo local, la cual busca mantener la tensión dentro de los límites normativos y minimizar pérdidas. Por tal motivo, no se realiza formalmente una VR (Reducción de Tensión), ni tampoco un CVR (Control de Reducción de Tensión), los cuales son métodos sofisticados que, por lo general, requieren una monitorización completa y continua del sistema de distribución, además de un conocimiento más detallado de la carga de los usuarios, como se describe en el capítulo 5 del estándar IEEE 1885 de 2023. Teniendo en cuenta lo anterior, aún así, en este proyecto se buscó extender la aplicabilidad de la métrica 3 y calcularla respecto a los valores obtenidos cuando no se aplicó ningún control en el sistema y cuando se aplicó el método de optimización DCD.

La métrica γ indica cuál es la relación porcentual entre la potencia consumida y la disminución o variación de la tensión. En este trabajo de grado la métrica γ se calcula globalmente para el sistema tomando las medidas de tensión y potencia en el nodo conectado a la terminal de baja tensión del transformador con cambiador de tomas el cual corresponde al nodo 1 en el sistema de pruebas IEEE de 33 nodos .

Como interpretar la métrica γ CVR:

- Un valor positivo de la métrica γ CVR indica que al disminuir tensión, hay una disminución en el consumo de potencia y cuanto mayor sea el valor mayor es la sensibilidad de las cargas a la variación de tensión.
- valores cercanos a cero sugieren que la variación de tensión no es significativa en el consumo eléctrico de las cargas.
- Valores negativos sugieren que al contrario de lo esperado una disminución en la tensión aumenta el consumo de potencia, por lo general estos dispositivos buscan compensar aumentando la corriente de entrada, o aumentando el tiempo de operación para mantener la potencia de salida equivalente.
- Valores negativos: Pueden indicar que al reducir el voltaje, el consumo de potencia en realidad aumenta, lo cual es contrario a lo que normalmente se busca con CVR. Esto puede suceder con ciertos tipos de cargas o dispositivos en el sistema.

5. Análisis de Resultados.

En este capítulo se muestran los resultados de los distintos casos y escenarios planteados en el capítulo anterior. Primero se muestra la comparación entre el sistema sin control y aplicando DCD. posteriormente se muestra el desempeño del algoritmo aplicado en los tres escenarios de operación planteados.

5.1. Caso base sin control y caso base DCD.

Se compara el comportamiento del sistema para los casos sin control y control DCD.

Figura 7

Potencia aparente S en el nodo en cabecera caso sin control y DCD

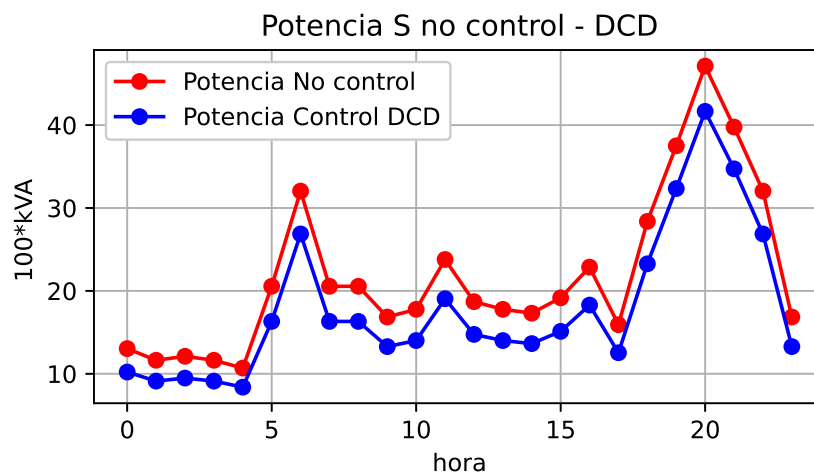


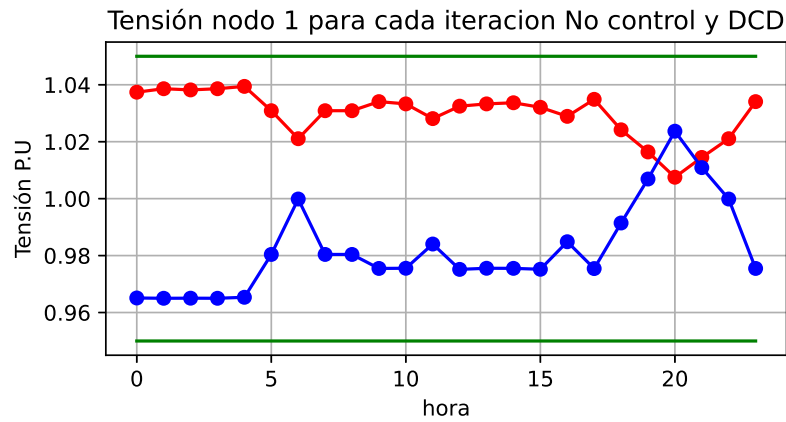
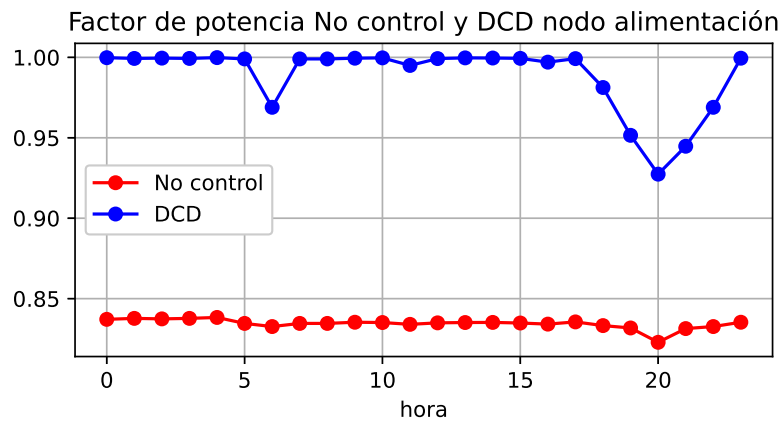
Figura 8*Tensión en nodo de alimentación No control y DCD***Figura 9***Factor de potencia en nodo de alimentación No control y DCD**Nota.* (Elaborada por César Cristancho)(2023).

Figura 10
Métrica CVR nodo alimentación.

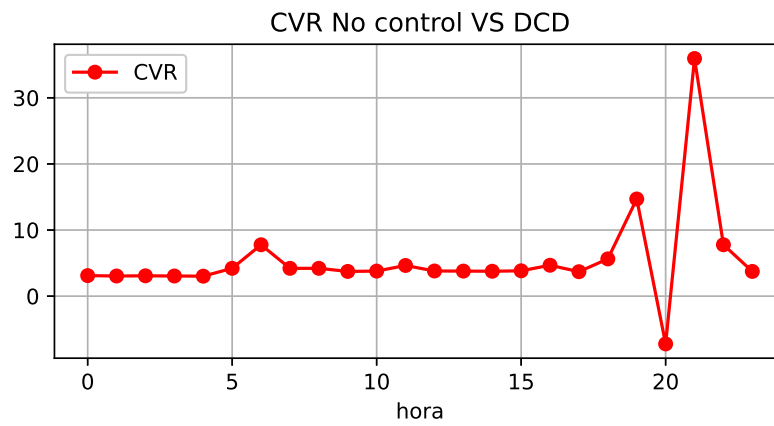


Figura 11
Variación de potencia.

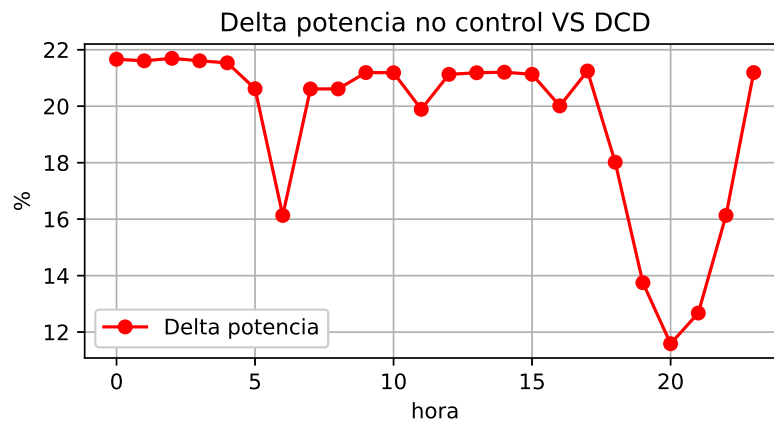
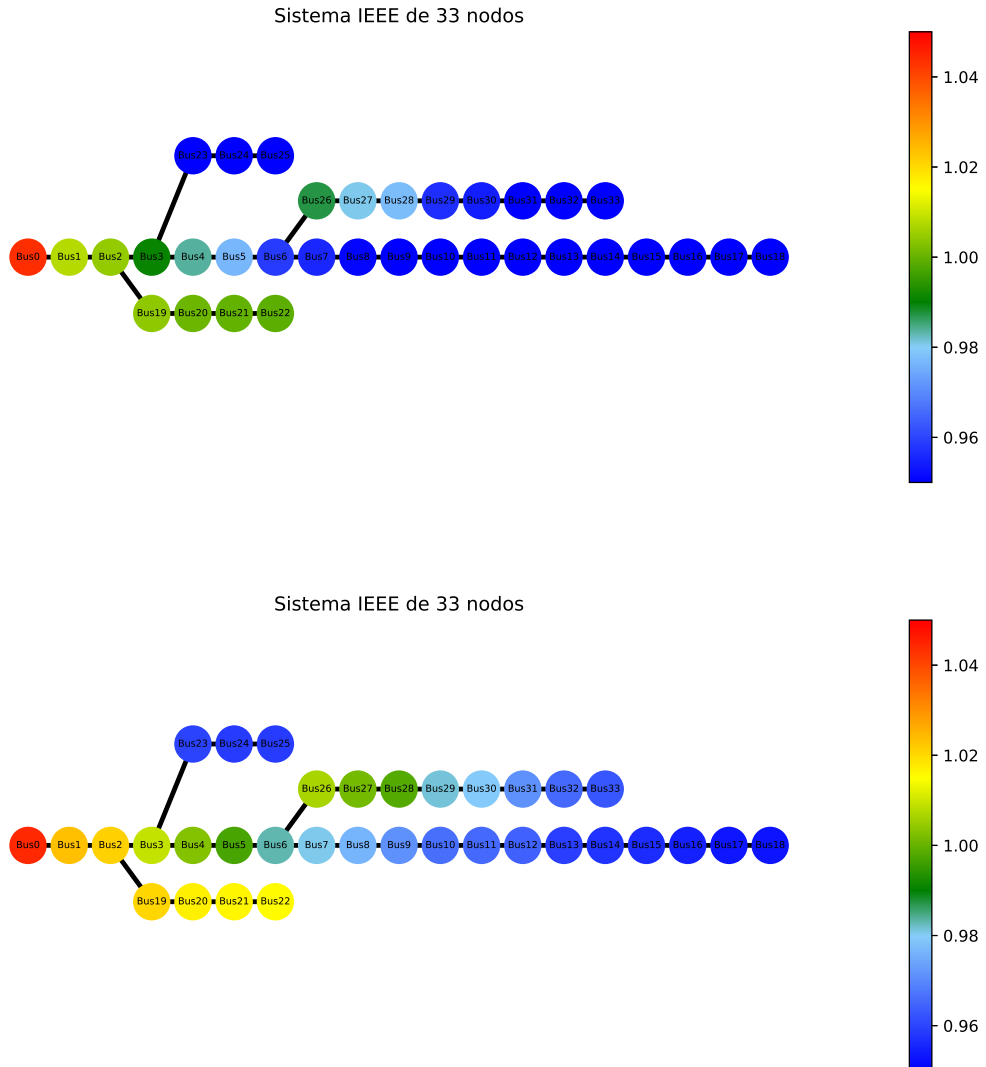


Figura 12

Comparación visual en el sistema IEEE 33 nodos de tensión no control, tensión control DCD en la hora 21 de mayor demanda energética.



Nota: Tensión en P.U. En la imagen superior sistema sin control, inferior sistema con control DCD. Se puede apreciar el aumento de tensión al entrar en funcionamiento los bancos de condensadores para compensar la potencia reactiva.

En las figuras 7 y 11 se evidencia que el algoritmo DCD reduce considerablemente el consumo energético del sistema para todas 24 distintas configuraciones horarias de demanda energética analizadas, y esta reducción es de entre un 11 % y 22 %.

En las figuras 8 y 9 al aplicar el algoritmo DCD, siempre se cumple con valores normativos de tensión, a demás se logra corregir el factor de potencia dentro de los niveles normativos.

En la Figura 10, se visualiza el consumo energético del sistema en relación a la acción de control de aumentar o disminuir la tensión de operación del sistema. Además, se observa que en las horas de mayor demanda, cercanas a la hora 21, las componentes no lineales de las cargas se hacen mucho más notorias, y cómo al disminuir la tensión aumenta el consumo del sistema.

Figura 13
Tensión escenario WBL 10% y WBL 30%

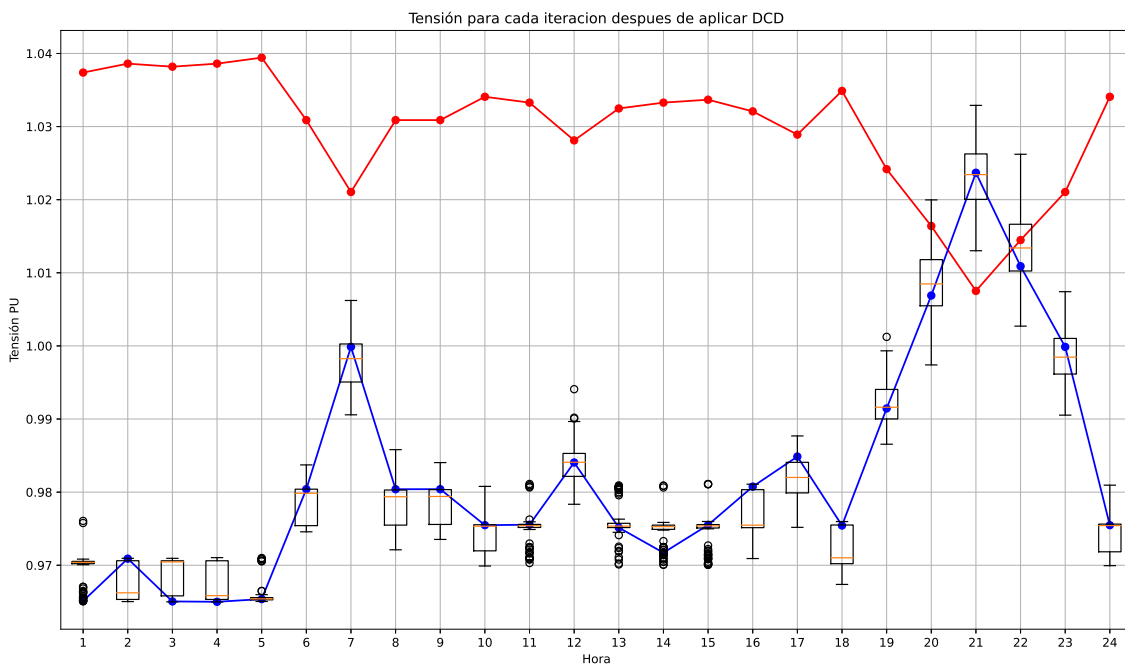
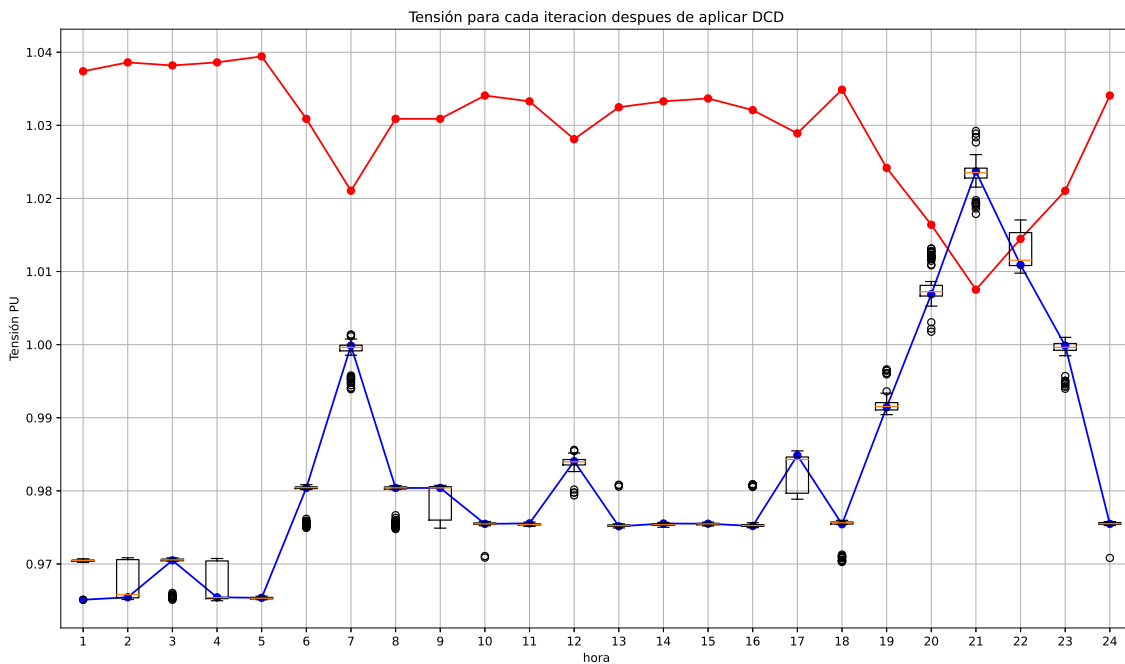
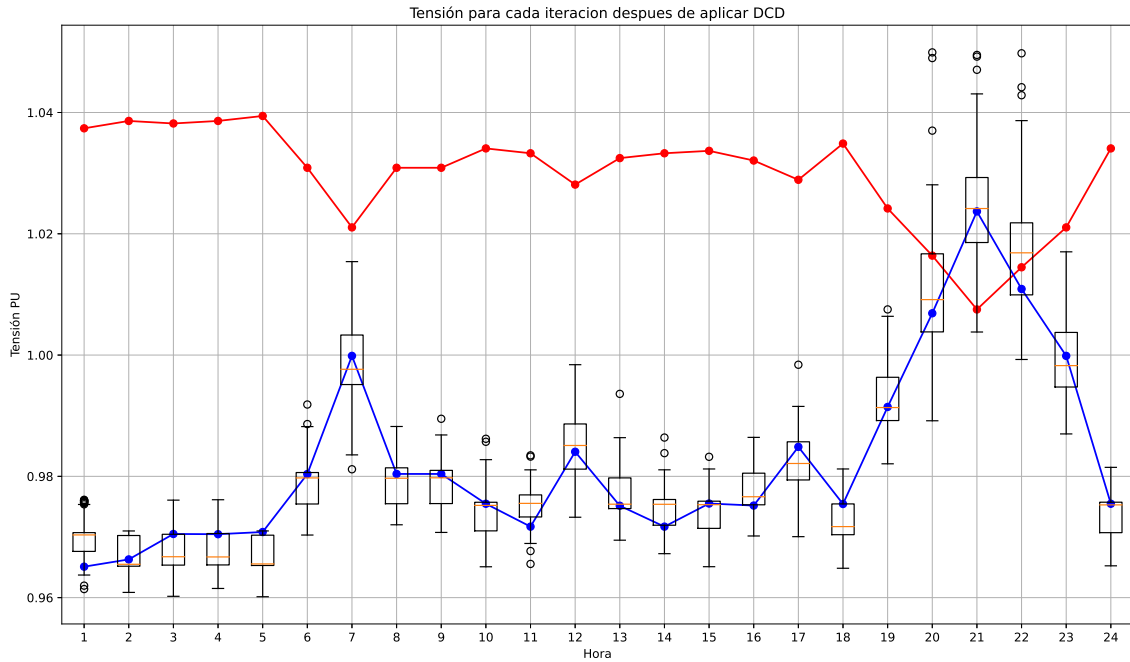


Figura 14
Tensión escenario WBL 60%



En las Figuras 12 y 13, se puede observar el comportamiento de la tensión para los tres escenarios de variación de potencia en los que se aplicó una distribución de probabilidad Weibull con coeficientes de variación del 10%, 30%, y 60% respectivamente. En todos los escenarios planteados, el algoritmo DCD logra una solución dentro de las restricciones de tensión de $0,95 < \text{tensión} < 1,05$ en P.U.

5.2. Resumen Desempeño algoritmo DCD

Tabla 8*Tabla tiempo de ejecución distintos escenarios*

Escenarios	Tiempo ejecución segundos	Numero iteraciones
Caso sin control hora 21	0.0210381	1
Caso control hora 21	9.9470322	37
Caso sin control 24 horas	0.3269827	24
Caso DCD control 24 horas	19.5442305	1373
Caso DCD WBL 10 %	1042.6364272	70929
Caso DCD WBL 30 %	1304.6242673	77199
Caso DCD WBL 60 %	1433.5444583	90684

Tabla 9*Percentil Número de iteraciones*

Caso DCD WBL	0%	25%	50%	75%	100%
10%	19	19	32	33	242
30%	19	21	35	33	242
60%	19	28	34	46	242

En la Tabla 8, se puede observar y comparar el tiempo de ejecución del algoritmo bajo los distintos escenarios de prueba. En el caso de "Sin Control Hora 21", se registra el tiempo que tarda en resolverse el sistema pero sin operar las variables de control; la configuración de la carga en la hora 21 es la de carga máxima. En el caso de "Control Hora 21", se opera el sistema aplicando el algoritmo DCD y encontrando una configuración de las variables de control que cumpla con las restricciones y optimice la función objetivo. En los siguientes casos, "Sin Control" "DCD 24 Horas", se registra cuánto tarda en resolverse el sistema sin aplicar ningún control y utilizando el algoritmo DCD, respectivamente. Para los casos "DCD WBL", se registra el tiempo para cada una de las 100 variaciones planteadas para cada una

de las tres distribuciones de probabilidad.

La Tabla 9 presenta las iteraciones realizadas por el algoritmo DCD, organizadas en percentiles según el número de iteraciones necesarias para encontrar configuraciones que optimicen la función objetivo y satisfagan las restricciones establecidas. Una iteración implica la resolución completa del sistema eléctrico, lo que significa que se modifica al menos una variable de los elementos de control o el valor de alguna carga en los nodos. A partir de esta modificación, se determinan todos los flujos de potencia del sistema. Luego, se evalúa la función objetivo para guiar al algoritmo DCD en su próximo paso

6. Conclusiones.

Se realiza una revisión bibliográfica abordando una visión general sobre el control de tensión-reactiva, además de conocer algunas de las técnicas más usadas en la solución del problema de Control de tensión y Potencia Reactiva (VVC). Por lo tanto, esta revisión brinda un marco contextual y criterios de decisión que permitieron la elección del algoritmo de solución de VVC. El algoritmo DCD ha mostrado ser una herramienta sencilla y eficaz en la solución de VVC, comparándola con el escenario donde no se ejerce control alguno sobre el Sistema eléctrico, la implementación de DCD obtuvo significativos ahorros energéticos entre el 11% y 22% de disminución de potencia consumida. también se hace evidente la estabilidad

y adaptabilidad del algoritmo DCD al enfrentar de manera efectiva todas las variaciones de potencia aplicadas. También se destaca que el algoritmo para todos los casos de variación de potencia bajo los distintos coeficientes de variancia de la función de distribución Weibull cumplió con las restricciones de tensión. En las horas pico de demanda, según el caso de estudio, alrededor de la hora 21, representa un desafío adicional. La componente no lineal de las cargas del sistema es más sensible a la variación de tensión teniendo un impacto más pronunciado en la potencia reactiva y en general en el comportamiento del sistema. Todos los algoritmos y resultados se desarrollaron exclusivamente en el lenguaje de programación Python. Además, se utilizó Google Colab, una herramienta en línea, eliminando así la dependencia de un hardware específico. Por lo tanto, se puede afirmar que el algoritmo DCD proporciona una solución sencilla y ágil solución de VVC y permitiendo una obtención rápida y precisa de resultados.

Referencias

- Ahmadi, H., Martí, J. R., y Dommel, H. W. (2014). A framework for volt-var optimization in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(3), 1473–1483.
- Atmaca, E. (2008). An ordinal optimization based method for power distribution system control. *Electric Power Systems Research*, 78(4), 694–702.
- Auchariyamet, S., y Sirisumrannukul, S. (2009). Volt/var control in distribution systems by fuzzy multiobjective and particle swarm. En *2009 6th international conference on electrical engineering/electronics, computer, telecommunications and information technology* (Vol. 1, pp. 234–237).
- Bagheri, P., y Xu, W. (2018). Model-free volt-var control based on measurement data analytics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(2), 1471–1482.
- Baran, M. E., y Hsu, M.-Y. (1999). Volt/var control at distribution substations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), 312–318.
- Baran, M. E., y Wu, F. F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power delivery*, 4(2), 1401–1407.
- Biserica, M., Besanger, Y., Caire, R., Chillard, O., y Deschamps, P. (2012). Neural networks to improve distribution state estimation—volt var control performances. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(3), 1137–1144.
- Borghetti, A. (2013a). Using mixed integer programming for the volt/var optimization in

- distribution feeders. *Electric Power Systems Research*, 98, 39–50.
- Borghetti, A. (2013b). Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders. *Electric Power Systems Research*, 98, 39–50.
- Das, B., y Velpula, S. P. (2002). Optimal capacitor switching in a distribution system using functional link network. *Electric Power Components and Systems*, 30(8), 833–847.
- Expósito, A. G., Ramos, J. M., Macías, J. R., y Salinas, Y. C. (1993). Sensitivity-based reactive power control for voltage profile improvement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3), 937–945.
- Fan, T.-H., Lee, X. Y., y Wang, Y. (2022). Powergym: A reinforcement learning environment for volt-var control in power distribution systems. En *Learning for dynamics and control conference* (pp. 21–33).
- Fomin, F. V. (2010). *Exact exponential algorithms* (1st ed. 2010. ed.). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Fomin, F. V., Kratsch, D., y Woeginger, G. J. (2005). Exact (exponential) algorithms for the dominating set problem. En *Graph-theoretic concepts in computer science: 30th international workshop, wg 2004, bad honnef, germany, june 21-23, 2004. revised papers 30* (pp. 245–256).
- Hajiabbas, M. P., y Mohammadi Ivatloo, B. (2021). *Optimization of power systems problems*. Springer Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-34050-6>.
- ICONTEC - Instituto Colombiano de Normas Técnicas. (2008). *Calidad de la potencia eléctrica. límites y metodología de evaluación en punto de conexión común* (Norma Técnica Colombiana n.º NTC 5001:2008). Bogotá, Colombia: ICONTEC - Instituto Colombiano de Normas

- Técnicas. Descargado Fecha de acceso a la tienda virtual, de <https://tienda.icontec.org/> (Comité 129 CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA)
- Ieee guide for assessing, measuring, and verifying volt-var control and optimization on distribution systems. (2022). *IEEE Std 1885-2022*, 1-58. doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9828004
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). (2008). *Calidad de la potencia eléctrica. límites y metodología de evaluación en punto de conexión común* (Norma Técnica Colombiana n.º NTC 5001:2008). Colombia: ICONTEC. Descargado de <https://tienda.icontec.org/> (Comité 129: CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 51 páginas. Fecha de ratificación: 28/05/2008. Estado: Vigente. Primera edición.)
- Jabr, R. A., y Džafić, I. (2016). Sensitivity-based discrete coordinate-descent for volt/var control in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(6), 4670–4678.
- Jashfar, S., Hosseini-Biyouki, M. M., y Esmaceli, S. (2015). A stochastic programming to volt/var/total harmonic distortion control in distribution networks including wind turbines. *Electric Power Components and Systems*, 43(7), 733–746.
- Jeon, S., y Choi, D.-H. (2022). Joint optimization of volt/var control and mobile energy storage system scheduling in active power distribution networks under pv prediction uncertainty. *Applied Energy*, 310, 118488.
- Jha, R. R., Dubey, A., Liu, C.-C., y Schneider, K. P. (2019). Bi-level volt-var optimization to coordinate smart inverters with voltage control devices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(3), 1801–1813.

- Khodr, H., Olsina, F., De Oliveira-De Jesus, P., y Yusta, J. (2008). Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems. *Electric power systems research*, 78(7), 1192–1203.
- Lawless, J. F. (2011). *Statistical models and methods for lifetime data*. John Wiley & Sons.
- Meira, P. (2023). *Dss extensions*. https://dss-extensions.org/dss_properties.html. (Recuperado el 29 de junio de 2023)
- Metropolis, N., y Ulam, S. (1949). The monte carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, 44(247), 335–341. Descargado de <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/01621459.1949.10483310> (PMID: 18139350) doi: 10.1080/01621459.1949.10483310
- Mohapatra, A., Bijwe, P. R., y Panigrahi, B. K. (2014). An efficient hybrid approach for volt/var control in distribution systems. *IEEE transactions on power delivery*, 29(4), 1780–1788.
- Morin, J., Colas, F., Dieulot, J.-Y., Grenard, S., y Guillaud, X. (2017). Embedding oltc nonlinearities in predictive volt var control for active distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 143, 225–234.
- Nazir, F. U., Pal, B. C., y Jabr, R. A. (2018). A two-stage chance constrained volt/var control scheme for active distribution networks with nodal power uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(1), 314–325.
- Pamshetti, V. B., Singh, S., Thakur, A. K., y Singh, S. (2021). Multistage coordination volt/var control with cvr in active distribution network in presence of inverter-based dg units

- and soft open points. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 57(3), 2035–2047.
- Pourjafari, E., y Reformat, M. (2019). A support vector regression based model predictive control for volt-var optimization of distribution systems. *IEEE Access*, 7, 93352–93363.
- Raju, G. V., y Bijwe, P. (2008). Reactive power/voltage control in distribution systems under uncertain environment. *IET generation, transmission & distribution*, 2(5), 752–763.
- Roytelman, I., y Ganesan, V. (2000). Coordinated local and centralized control in distribution management systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(2), 718–724.
- Roytelman, I., Wee, B., y Lugtu, R. (1995). Volt/var control algorithm for modern distribution management system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3), 1454–1460.
- Sun, H., Guo, Q., Qi, J., Ajarapu, V., Bravo, R., Chow, J., ... others (2019). Review of challenges and research opportunities for voltage control in smart grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 2790–2801.
- Sun, X., Qiu, J., y Zhao, J. (2020). Real-time volt/var control in active distribution networks with data-driven partition method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(3), 2448–2461.
- Venkatesh, B., Ranjan, R., y Gooi, H. (2004). Optimal reconfiguration of radial distribution systems to maximize loadability. *IEEE Transactions on power systems*, 19(1), 260–266.
- Wang, Z., Wang, J., Chen, B., Begovic, M. M., y He, Y. (2014). Mpc-based voltage/var optimization for distribution circuits with distributed generators and exponential load models. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(5), 2412–2420.
- Xiong, Z., Huang, Y., Wang, W., Zhang, Y., Xu, X., y Sun, X. (2021). A day-ahead chance

- constrained volt/var control scheme with renewable energy sources by novel scenario generation method in active distribution networks. *IEEE Access*, 9, 64033–64042.
- Xu, R., Zhang, C., Xu, Y., Dong, Z., y Zhang, R. (2021). Multi-objective hierarchically-coordinated volt/var control for active distribution networks with droop-controlled pv inverters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(2), 998–1011.
- Xu, T., y Wu, W. (2020). Accelerated admm-based fully distributed inverter-based volt/var control strategy for active distribution networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16(12), 7532–7543.
- Yu, K., Xue, B., Gu, F., Hua, H., Yuan, Y., y Li, Q. (2022). A novel pet model based volt/var control of ac–dc hybrid distribution network. *Energy Reports*, 8, 2672–2685.
- Zafar, R., Ravishankar, J., Fletcher, J. E., y Pota, H. R. (2018). Multi-timescale model predictive control of battery energy storage system using conic relaxation in smart distribution grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 7152–7161.
- Álvaro Ayala, R., Fredy Antonio, P. S., Adriana Marcela, O. R., y Gema Liliana, C. J. (2021). *Ntg-02 marco general norma urbana*. <https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/ntg-02%20marco%20general%20norma%20urbana%20%20.pdf?ver=2022-05-02-130335-283>. ESSA. (Recuperado el 10 de julio de 2023)

Apéndices

Apéndice A. Gráficos comportamiento del sistema escenarios WBL

A continuación, se muestran las gráficas del comportamiento del sistema eléctrico en estudio: el IEEE de 33 nodos, correspondientes a los escenarios WBL 10, 30 y 60. En ellas, es posible observar el comportamiento de la tensión en todos los nodos y durante todas las horas analizadas.

Figura 15

Tensiones para todo es sistema, escenario WBL 10

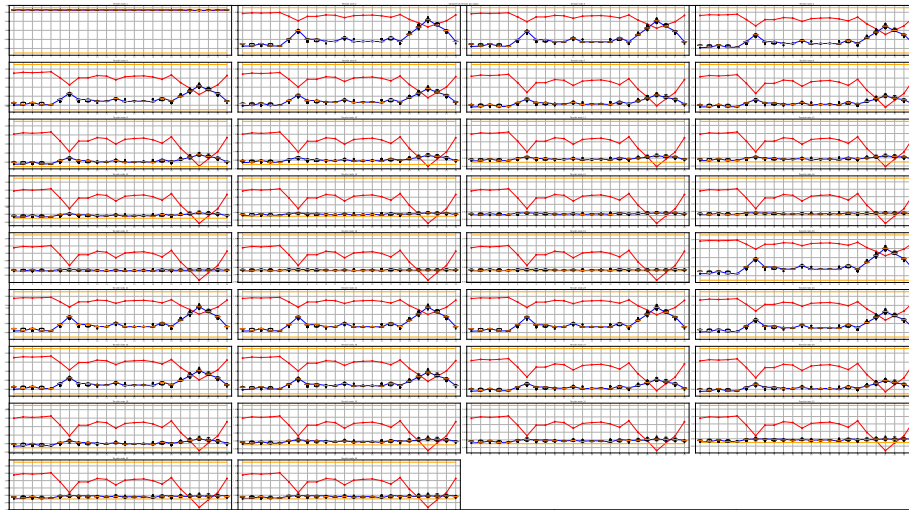
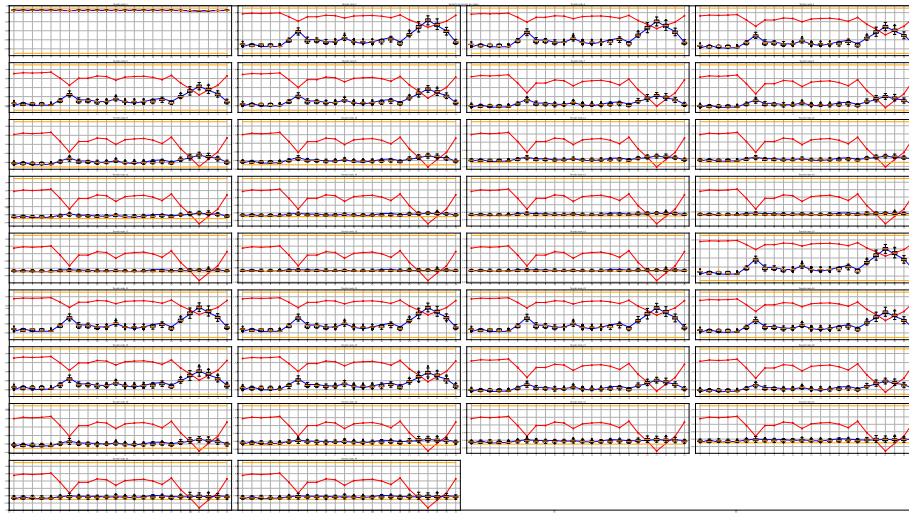
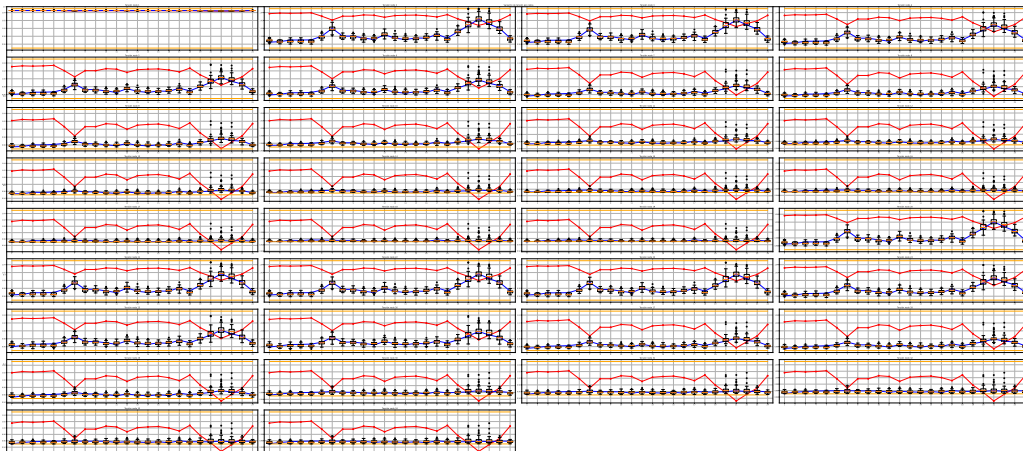


Figura 16*Tensiones para todo es sistema, escenario WBL 30***Figura 17***Tensiones para todo es sistema, escenario WBL 30*

Apéndice B. Código del algoritmo

En el siguiente repositorio <https://github.com/cesarastro/volt-var-dcd.git> se encuentran el algoritmo utilizado y los códigos relacionados con todo el proyecto.