



**Despacho Óptimo de Potencia Reactiva  
Multiárea y Multiperido**

Martin Miguel Sánchez Mora

Tesis de maestría presentada para optar al título de Magíster en Ingeniería

Director

Dr. Walter M. Villa-Acevedo, Doctor (PhD)

Codirector

Dr. Jesús M. López-Lezama, Doctor (PhD)

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Maestría en Ingeniería

Medellín, Antioquia, Colombia

2024

<b>Cita</b>	Martín Sánchez, Walter Villa y Jesús López Lezama [1]
<b>Referencia</b>	[1] Sánchez-Mora, M.M.; Villa-Acevedo, W.M.; López-Lezama, J.M. Despacho Óptimo de Potencia Reactiva Multiárea y Multiperido. Tesis de maestría, Maestría en Ingeniería, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2023.
Estilo IEEE (2020)	



Maestría en Ingeniería

Grupo de Investigación Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL).

Centro de Investigación Ambientales y de Ingeniería (CIA).



**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.



---

# Resumen

---

En los sistemas de potencia actuales con el crecimiento de la demanda, retraso en los proyectos de expansión, gran penetración de generación renovable y mayor impacto de las restricciones ambientales, se ha evidenciado la necesidad de tener la operación de los sistemas en puntos óptimos que garanticen la operación segura. El despacho óptimo de potencia reactiva (ORPD por sus siglas en inglés) permite encontrar puntos de operación donde se tenga mayor flexibilidad en las reservas de potencia reactiva, lo que permite al sistema operar en zonas seguras. En este trabajo se desarrolla una formulación matemática del modelo de despacho de potencia reactiva multi-periodo considerando diferentes áreas eléctricas con tres objetivos a considerar. Estos consisten en minimizar la desviación de la magnitud de la tensión en los nodos pilotos con respecto a una tensión de referencia, así como reducir el número de cambios en los tomas de derivación (taps) de los transformadores y el número de maniobras de conexión en los compensadores estáticos de potencia reactiva y aumentar las reservas de potencia reactiva de las diferentes áreas analizadas. La implementación del ORPD se realiza mediante el lenguaje de programación Python usando la librería Pyomo modelado como un problema no lineal entero mixto (MINLP, por su siglas en inglés), y se resuelve con el solver BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer programming). El modelo planteado resuelve el problema multi-periodo para diferentes áreas operativas lo que permite tener control óptimo de las reservas de potencia reactiva a lo largo de un horizonte multi-periodo y satisfaciendo las necesidades particulares de cada área eléctrica. Adicional, la minimización de los cambios de taps de transformadores permite que solo se realice un movimiento de tap por periodo y la minimización de maniobras sobre compensadores estáticos (capacitores), busca mantener la vida útil de estos dispositivos. Los resultados se obtuvieron para los sistemas de prueba de IEEE de 39 e IEEE de 57 barras para validar la aplicabilidad y efectividad del modelo de ORPD que se propone en este trabajo.

---

## Agredecimientos

---

Quiero aprovechar este momento para expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que contribuyeron de manera significativa a la realización de esta tesis de maestría. En primer lugar, deseo agradecer a mi director, el profesor Waltr Villa y mi codirector, el profesor Jesús Lezama, por su invaluable orientación, apoyo y conocimientos durante todo el proceso de investigación. Sus consejos expertos y su dedicación fueron fundamentales para el éxito de este trabajo.

Además, me gustaría extender mi agradecimiento a mis compañeros, amigos y familiares por su constante apoyo y estímulo. Sus palabras de aliento, discusiones y aportes enriquecieron enormemente mi trabajo y me motivaron a superar los desafíos que se presentaron en el camino.

Muchas gracias por todo su apoyo.



---

# Índice general

---

Resumen	iii
Agradecimientos	iv
Índice general	vi
Índice de figuras	viii
Índice de tablas	ix
<b>1 Motivación y objetivos</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	2
1.2. Objetivo principal . . . . .	3
1.3. Objetivos específicos . . . . .	3
1.4. Contribución de la tesis . . . . .	3
1.5. Contenido Resumido . . . . .	4
1.6. Discusión académica . . . . .	5
<b>2 Revisión de literatura y fundamentación teórica</b>	<b>6</b>
2.1. Despacho óptimo de potencia reactiva . . . . .	7
2.2. Problema del despacho óptimo de potencia reactiva . . . . .	7
2.3. Formulación del problema . . . . .	7
2.4. Técnicas de solución exactas . . . . .	8
2.5. Técnicas de solución metaheurísticas . . . . .	9
2.6. ORPD con fuentes no convencionales de generación . . . . .	9
2.7. ORPD con elementos estáticos de control de reactiva . . . . .	10
2.8. ORPD contemplando topológicas de red . . . . .	11
2.9. Índices de estabilidad de tensión . . . . .	12
2.10. Análisis multi-periodo . . . . .	13
2.11. Análisis multi-área . . . . .	13
2.11.1. Áreas de control de tensión y nodos pilotos . . . . .	14
2.11.2. Separación de áreas . . . . .	14
2.11.3. Reducción de red . . . . .	15
<b>3 Modelo matemático propuesto</b>	<b>17</b>
3.1. Nomenclatura . . . . .	19

3.1.1. Sets . . . . .	19
3.1.2. Parámetros . . . . .	19
3.1.3. Variables . . . . .	20
3.2. Función objetivo . . . . .	20
3.3. Restricciones de igualdad para cada área . . . . .	21
3.4. Restricciones de desigualdad para cada área del sistema . . . . .	22
3.4.1. Restricciones de generadores . . . . .	22
3.4.2. Restricciones de ángulo de tensión . . . . .	23
3.4.3. Restricciones de Transformadores . . . . .	23
3.4.4. Restricciones de elementos Shunt . . . . .	23
3.4.5. Restricciones de seguridad . . . . .	23
3.4.6. Restricciones temporales . . . . .	23
3.5. Índice de estabilidad de tensión . . . . .	24
3.6. Comunicación entre cada área del sistema . . . . .	24
<b>4 Resultados</b>	<b>27</b>
4.1. Descripción de los sistemas de prueba . . . . .	28
4.1.1. Sistema IEEE 39 barras . . . . .	28
4.1.2. Sistema IEEE 57 barras . . . . .	29
4.2. Análisis de Resultados . . . . .	30
4.2.1. Sistema IEEE 39 barras . . . . .	31
4.2.2. Sistema IEEE 57 barras . . . . .	33
4.2.3. Análisis de Sensibilidad . . . . .	37
<b>5 Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>39</b>
5.1. Conclusiones generales . . . . .	39
5.2. Trabajos futuros . . . . .	40
<b>A Anexo A</b>	<b>42</b>
A.1. Diseño del MA-MP-ORPD . . . . .	42
A.1.1. Modelamiento en Python con Pandapower . . . . .	42
A.1.2. Modelamiento en Python con Pyomo . . . . .	42
A.1.3. Modelo MA-MP-ORPD . . . . .	43
A.1.3.1. Preparación del optimizador . . . . .	44
A.1.3.2. Ejecución del optimizador . . . . .	45
A.2. Datos de los flujos en los sistemas de prueba . . . . .	45
<b>Bibliografía</b>	<b>47</b>

---

## Índice de figuras

---

3.1. Comunicación mediante maestro-agente para la conexión de tres áreas eléctricas . . . . .	26
4.1. Perfil de carga en [%] para los 24 periodos considerados . . . . .	28
4.2. Unifilar del sistema IEEE 39 barras con separación de VCA y nodos pilotos por área . . . . .	29
4.3. Unifilar del sistema IEEE 57 barras con separación de VCA y nodos pilotos por área . . . . .	30
4.4. Perfil de tensión de los nodos pilotos para las tres VCA en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	31
4.5. Posición de taps de los transformadores (valores expresados en p.u) de las tres VCA en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	32
4.6. Reservas de potencia reactiva de los generadores por VCA en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	33
4.7. índice de estabilidad $Kv$ de las barras que no pertenecen a los nodos piloto por cada área en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	34
4.8. Perfil de tensión de los nodos pilotos para las tres VCA en el sistema IEEE 57 barras . . . . .	34
4.9. Posición de taps de los transformadores (valores expresados en p.u) de las tres áreas en el sistema IEEE 57 barras . . . . .	35
4.10. Reservas de potencia reactiva de todos los generadores por cada área en el sistema IEEE 57 barras . . . . .	36
4.11. índice de estabilidad $Kv$ de las barras que no pertenecen a los nodos piloto por cada área en el sistema IEEE 57 barras . . . . .	37
A.1. Ejemplo de código realizado en Pandapower . . . . .	43
A.2. Ejemplo de código realizado en Pyomo . . . . .	44
A.3. Diagrama de flujo del MA-MP-ORPD . . . . .	45

---

## Índice de tablas

---

2.1. Características de investigaciones previas en comparación con el enfoque propuesto. . . . .	16
3.1. Sets del modelo de optimización . . . . .	19
3.2. Parámetros del modelo de optimización . . . . .	19
3.3. Variables del modelo de optimización . . . . .	20
4.1. Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base por cada VCA en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	32
4.2. Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base por cada área en el sistema IEEE 57 barras . . . . .	36
4.3. Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base iniciando el optimizador en cada VCA en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	37
4.4. Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto a la variación de $\beta_3$ solo para el área 1 en el sistema IEEE 39 barras . . . . .	38
A.1. Resultado de los taps en los transformadores en el sistema IEEE-39 barras . . . . .	45
A.2. Resultado de los set-point en los generadores en el sistema IEEE-39 barras . . . . .	46
A.3. Resultado de los taps en los transformadores en el sistema IEEE-57 barras . . . . .	46
A.4. Resultado de los set-point en los generadores en el sistema IEEE-57 barras . . . . .	46
A.5. Resultado de los pasos en las compensaciones capacitivas con un máximo de 4 pasos (Barra 18 de 10 MVar, 25 de 5.9 MVar y 53 de 5.3 MVar) en el sistema IEEE-57 barras . . . . .	46



# CAPÍTULO 1

---

## **Motivación y objetivos**

---

En este capítulo se presenta la introducción la cual explica la importancia del tema de investigación y la motivación, que dieron lugar al desarrollo del trabajo. Luego, se enuncian los objetivos generales, los objetivos específicos y la contribución del trabajo. Finalmente, se muestra la estructura general del documento.

## 1.1. Introducción

El despacho óptimo de potencia reactiva (ORPD) se lleva a cabo para integrarse al despacho óptimo de potencia activa y permitir en conjunto satisfacer las necesidades técnico - económicas presentes al crearse sistemas de potencia interconectados, con mayor número de fuentes de generación convencional y no convencional [1]. Las metodologías utilizadas para solucionar el despacho óptimo de potencia activa y el ORPD en los sistemas de potencia fueron cambiando y ajustándose a la complejidad proveniente del crecimiento de los sistemas eléctricos.

La operación de los sistemas de potencia implica un análisis con criterios precisos para afrontar eventos que puedan afectar la operación segura, la integridad, confiabilidad y la prestación del servicio a los usuarios de manera continua y con calidad. El control de los flujos de potencia reactiva en los sistemas de potencia presenta un impacto en la estabilidad de tensión [2], lo que contribuye de forma directa en mantener márgenes seguros en la operación. El control de la potencia reactiva y el control de tensión en los nodos pilotos se pueden realizar mediante generadores [3], SVC (Static VAR Compensator), taps de transformadores y compensadores capacitivos e inductivos que permiten mediante su operación mantener los perfiles de tensión del sistema en escenarios seguros.

Diferentes metodologías buscan encontrar puntos óptimos de absorción o entrega de potencia reactiva mediante los elementos de control presentes en el sistema, con el fin de resolver el problema del ORPD. Esto se realiza mediante algoritmos de optimización que determinan el despacho óptimo que permita mejorar el control y la estabilidad de tensión en el sistema de potencia [4]. Las metodologías de control de tensión buscan encontrar valores óptimos de absorción o entrega de potencia reactiva en los diferentes elementos que prestan este servicio, tales como los generadores convencionales y no convencionales [5]. Estos valores deben garantizar la entrega de potencia reactiva de forma local, con el fin de cumplir con las necesidades específicas del área eléctrica del generador o del elemento de control de reactiva seleccionado [6].

Las áreas operativas existentes en los sistemas de potencia actuales presentan diferentes condiciones eléctricas definidas por su demanda, generación y topología. Esto implica que se deben asignar acciones que contemplen las necesidades presentes en cada área. Se pueden definir áreas con mayor demanda (con mayor déficit de reactiva) y áreas con mayores unidades de generación (con mayor nivel de capacidad de reactiva). Las características eléctricas de las áreas se convierten en un reto para el operador del sistema, que debe integrar en su planeación los requerimientos y las condiciones operativas que permitan operar el sistema en condiciones seguras. Realizar una planeación y operación adecuada de las reservas de reactiva le permite al operador del sistema tener mayor flexibilidad y control, contribuyendo a la mejora en las reservas de potencia reactiva, mejorando los índices de estabilidad y minimizando las pérdidas de potencia del sistema [7] [8].

Integrar modelos de optimización que contemplen las necesidades específicas, los recursos disponibles y condiciones operativas de las áreas eléctricas, es una necesidad primordial del operador a fin de mejorar la operación del sistema. Los modelos desarrollados deben garantizar soluciones que contribuyan a la atención de la demanda y definir los escenarios que generen condiciones seguras y

continuidad de la operación. Si se obtiene con el modelo los resultados esperados, la solución obtenida del ORPD será de utilidad para el operador del sistema.

### 1.2. Objetivo principal

Desarrollar un modelo matemático para el despacho óptimo de potencia reactiva multi-periodo y multi-área, teniendo en cuenta las reservas de potencia reactiva y la estabilidad de tensión en el sistema de potencia.

### 1.3. Objetivos específicos

- a) Realizar una revisión de la literatura que permita analizar diferentes modelos de despacho óptimo de potencia reactiva considerando análisis multi-área, multi-periodo e índices de estabilidad de tensión.
- b) Seleccionar una metodología para la identificación de áreas y la selección de nodos piloto.
- c) Desarrollar un modelo matemático para resolver el despacho óptimo de potencia reactiva multi-periodo y multi-área considerando reservas de potencia reactiva y un índice de estabilidad de tensión.
- d) Evaluar el desempeño del modelo propuesto mediante diferentes análisis de sensibilidad y contrastar los resultados obtenidos.

### 1.4. Contribución de la tesis

En este trabajo se presenta un modelo de despacho óptimo de potencia reactiva multi-área y multi-periodo (MA-MP-ORPD, por sus siglas en inglés). El MA-MP-ORPD propuesto se modela mediante un problema de programación no lineal entero mixto (MINLP por sus siglas en inglés), para el cual se minimiza la desviación de la magnitud de la tensión en relación con una tensión de referencia [9]. También se minimiza el número de maniobras en dispositivos tipo Shunt y en los taps de transformadores, modelando estas variables como discretas. Se define un paso mínimo y máximo para los dispositivos tipo Shunt y un paso mínimo, neutral y máximo para los taps de los transformadores, representado por su equivalente en tensión. Esto se realiza para cada una de las áreas obtenidas usando el concepto de áreas de control de tensión (VCA, por sus siglas en inglés) [10]. La separación de áreas se realiza mediante un equivalente Ward partiendo de las VCA en las que se realiza la optimización. Este equivalente se calcula para cada una de las áreas y para cada uno de los 24 periodos, y se actualiza por cada valor óptimo obtenido en cada una de las áreas. Esto significa que la optimización de la primera área afecta el cálculo del equivalente Ward de la segunda área, y así sucesivamente.

El MA-MP-ORPD tiene tres objetivos importantes. En primer lugar, se busca minimizar la desviación de tensión de los nodos pilotos con respecto a las condiciones iniciales para cada área de control de tensión. Las condiciones iniciales de tensión en los nodos pilotos se obtienen utilizando la librería de

Python Pandapower, donde se cargan los sistemas evaluados y se calculan flujos de carga. En segundo lugar, se busca minimizar la cantidad de maniobras en dispositivos tipo Shunt (condensadores) y taps de transformadores que operan bajo carga con el fin de prevenir el desgaste de estos elementos por uso excesivo y aumentar su tiempo de vida útil para cada VCA. En tercer lugar, se busca aumentar las reservas de potencia reactiva para cada VCA, lo que implica que los generadores tengan una mayor capacidad de entrega y absorción de potencia reactiva para las necesidades en condición de contingencia o cambio de la demanda en el sistema. Finalmente, se aborda un índice de estabilidad para evaluar el cambio respecto al caso base. Se aclara que la metodología planteada no tiene como objetivo mejorar el índice de estabilidad propuesto. Los flujos de potencia se modelan mediante la formulación polar potencia-voltaje (P-V), presente en el modelo de potencia de línea (SLP por sus siglas en inglés), que presenta una buena convergencia. Para la separación de áreas y la selección de nodos pilotos, se utilizó la metodología abordada en [11, 10], que se basa en el análisis de estabilidad de tensión y garantiza que los nodos pilotos se mantengan un punto operativo seguro. El modelo fue evaluado en los sistemas de prueba IEEE de 39 y 57 barras con una curva típica de demanda en semana de la estación de primavera.

### 1.5. Contenido Resumido

El resto del texto se organiza de la siguiente manera:

**Capítulo 2** : En este capítulo se presenta la revisión de la literatura con respecto al despacho óptimo de potencia reactiva (ORPD) y su formulación matemática. Se identifican las diferentes técnicas de solución del ORPD con diferentes tipos de funciones objetivo y consideraciones, además, integrando diferentes dispositivos de control de potencia reactiva presentes en los sistemas de potencia. Luego se exponen las consideraciones del ORPD para diferentes valores de demanda (análisis multi-periodo), se presenta la separación del sistema por medio de áreas de control de tensión y los índices de estabilidad de tensión. Finalmente, se ilustran las diferentes metodologías para crear sistemas equivalentes reducidos (análisis multi-área).

**Capítulo 3** : En este capítulo se presenta la formulación matemática del MA-MP-ORPD, mostrando las componentes de la función objetivo, así como la nomenclatura, parámetros y variables. Las diferentes restricciones de igualdad y desigualdad, restricciones temporales y el índice de estabilidad empleado. Finalmente, la comunicación entre cada área operativa o VCA.

**Capítulo 4** : En este capítulo se presenta la curva de demanda utilizada para el análisis multi-periodo, así como los sistemas evaluados y su correspondiente separación en áreas de control de tensión (multi-área). Se exponen los resultados obtenidos en los nodos pilotos, los cambios en los taps de los transformadores y dispositivos de compensación estática, así como las reservas de potencia reactiva y la evaluación del índice de estabilidad  $Kv$ . Finalmente, se presenta un análisis de sensibilidad realizada al modelo de optimización.

**Capítulo 5** : En este capítulo se finaliza con las conclusiones generales y la propuesta para trabajos futuros

## **1.6. Discusión académica**

El siguiente artículo fue publicado reportando resultados parciales del trabajo realizado. Un segundo artículo está en proceso de escritura.

- Sánchez-Mora, M.M.; Villa-Acevedo, W.M.; López-Lezama, J.M. Multi-Area and Multi-Period Optimal Reactive Power Dispatch in Electric Power Systems. *Energies* 2023, 16, 6373. <https://doi.org/10.3390/en16176373>

## CAPÍTULO 2

---

# Revisión de literatura y fundamentación teórica

---

En este capítulo se presenta la revisión de la literatura con respecto al despacho óptimo de potencia reactiva (ORPD) y su formulación matemática. Se identifican las diferentes técnicas de solución del ORPD con diferentes tipos de funciones objetivo y consideraciones, además, integrando diferentes dispositivos de control de potencia reactiva presentes en los sistemas de potencia. Luego se exponen las consideraciones del ORPD para diferentes valores de demanda (análisis multi-periodo), se presenta la separación del sistema por medio de áreas de control de tensión y los índices de estabilidad de tensión. Finalmente, se ilustran las diferentes metodologías para crear sistemas equivalentes reducidos (análisis multi-área). Con este capítulo se cumplen los siguientes objetivos específicos: *Realizar una revisión de la literatura que permita analizar diferentes modelos de despacho óptimo de potencia reactiva considerando análisis multi-área, multi-periodo e índices de estabilidad de tensión y Seleccionar una metodología para la identificación de áreas y la selección de nodos piloto.*

## 2.1. Despacho óptimo de potencia reactiva

En la búsqueda de soluciones al problema del ORPD, se han utilizado diversas estrategias y técnicas que permiten abordar este problema de manera eficiente y efectiva. Entre estas estrategias, se destacan la implementación de algoritmos metaheurísticos y las técnicas exactas. Los algoritmos metaheurísticos son una clase de algoritmos de optimización que se basan en principios heurísticos para explorar y buscar soluciones en un espacio de búsqueda. Surgen como una alternativa cuando los tiempos de solución de las técnicas clásicas son altos o no convergen a una solución. Estos algoritmos exploran el espacio de búsqueda de una manera controlada para encontrar soluciones subóptimas de muy buena calidad con tiempos de cómputo adecuados y son especialmente útiles para resolver problemas no lineales y no convexos, y se caracterizan por su robustez y capacidad para encontrar soluciones cercanas a la solución óptima [12]. En el contexto del ORPD, los algoritmos metaheurísticos han demostrado ser eficaces para encontrar soluciones óptimas en sistemas eléctricos complejos y con múltiples variables. Por otro lado, las técnicas exactas son aquellas que buscan resolver un problema de manera precisa y exacta, sin comprometer la calidad de la solución. En el contexto del ORPD, las técnicas exactas se enfocan en evaluar un subconjunto de puntos de interés y subespacios del problema. Esto permite encontrar soluciones óptimas de manera más eficiente [13, 14], al mismo tiempo que garantiza la viabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

## 2.2. Problema del despacho óptimo de potencia reactiva

El problema del despacho óptimo de potencia reactiva ha sido objeto de una atención creciente en los últimos años debido a su importancia en la operación eficiente y confiable del sistema eléctrico. La falta de una adecuada solución al problema del ORPD puede llevar a problemas como la inestabilidad del sistema, aumento en las pérdidas de energía eléctrica y costos innecesarios en la operación. Como respuesta a esta problemática, se han desarrollado diversas propuestas de solución que abordan el problema del ORPD desde diferentes perspectivas, incluyendo análisis con dispositivos activos y pasivos de entrega y absorción de potencia reactiva, análisis multi-periodo [15], multi-área, considerando las reservas de potencia reactiva y la estabilidad del sistema. Estas soluciones buscan lograr un equilibrio óptimo entre la generación de energía y la demanda de potencia reactiva, al tiempo que se garantiza la estabilidad de tensión del sistema eléctrico. A través de estas propuestas de solución, se espera optimizar el desempeño del sistema eléctrico, reducir los costos operativos y mejorar la calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica.

## 2.3. Formulación del problema

En la formulación matemática del ORPD se tiene la optimización de una función objetivo sujeta a restricciones como se muestra a continuación.

$$\begin{aligned} & \underset{x,u}{\text{mín}} f(x, u) \\ \text{sujeto a: } & g(x, u) = 0 \\ & h(x, u) \leq 0, \end{aligned} \tag{2.1}$$

Donde  $f(x, u)$  es la función objetivo que modela la meta que se busca optimizar. Esta depende de las magnitudes y ángulos de las tensiones  $x$  y las variables de control  $u$  (entrega de reactiva de los generadores, posición de los taps de transformadores y compensaciones capacitivas). Entre las restricciones se tiene la condición de balance de potencia activa y reactiva  $g(x, u)$ , y las restricciones relacionada con límites operacionales de los componentes de la red  $h(x, u)$  [8].

La Ecuación 2.2 presenta el objetivo más común del ORPD que consiste en minimizar las pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico.

$$f_1 = (P_{loss}) = \min \left[ \sum_{\forall ij \in N_t} g_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\alpha_{ij})) \right] \quad (2.2)$$

Donde  $P_{loss}$  son las pérdidas de potencia activa;  $g_{ij}$  es la conductancia de la  $ij_{th}$  rama conectada entre la barra  $i_{th}$  y  $j_{th}$ ;  $\alpha_{ij}$  es el ángulo entre de la admitancia de la línea de transmisión;  $N_T$  es el número de ramas y  $V_i, V_j$  son las tensines en los nodos  $i_{th}$  y  $j_{th}$ , respectivamente.

Otro objetivo que se considera en el ORPD es mejorar los perfiles de tensión en las barras del sistema. La Ecuación 2.3 mide la desviación de las magnitudes de las tensiones con respecto a un valor deseado.

$$f_2 = \min \left( \sum_{i=1}^{N_l} |V_{L_i} - V_{L_i}^{sp}| \right) \quad (2.3)$$

Donde  $V_{L_i}$  representa la tensión en la barra de carga  $i_{th}$ ;  $N_l$  es el número total de barras de carga y  $V_{L_i}^{sp}$  es la tensión deseada en la barra de carga  $i_{th}$ . Los objetivos  $f_1$  y  $f_2$  son los más utilizados al resolver el ORPD. A estas funciones objetivo comumente se les adiciona otras ecuaciones que tienen como meta aumentar las reservas de potencia reactiva del sistema, reducir las maniobras realizadas por los dispositivos tipo Shunt (conexión y desconexión de capacitores e inductores) y minimizar los cambios en los taps de transformadores, entre otras [9, 16, 17].

## 2.4. Técnicas de solución exactas

Las técnicas basadas en modelos matemáticos entregan soluciones precisas mediante modelos y algoritmos de optimización exactos. Para obtener estas soluciones, se han desarrollado diversas herramientas de cómputo que integran algoritmos de optimización (solvers). Los modelos matemáticos de los problemas son escritos en lenguajes de modelamiento algebraico, como GAMS, AMPL, AIMMS, JuMP, Pyomo, entre otros. Estas herramientas permiten crear modelos (abstracciones del problema a solucionar) aplicando ciertas formulaciones matemáticas, permitiendo obtener resultados óptimos dependiendo del tipo de modelo. Entre los métodos más utilizados para dar solución al problema del ORPD se encuentra el método de punto interior, que presenta buenas características y convergencia rápida. También se evidencia que el tratamiento de soluciones infalibles por el método de punto interior presenta obstáculos para el buen comportamiento, igualmente, resolver ecuaciones de alto grado presenta inconvenientes. En este caso, se procede a dividir el ORPD en un conjunto de subproblemas para ser tratados por los solvers. En [18, 19] el método de punto

medio puede ser utilizado considerando como función objetivo las pérdidas totales de potencia y las desviaciones de tensión, integrando la incertidumbre en la demanda . En [20] el ORPD se plantea como un problema de variables continuas mediante funciones de penalización que permiten resolver el problema de forma clásica. El solver MINOS es empleado en [21] para la búsqueda de esquemas de optimización múltiples con consideraciones económicas y esquemas descentralizados sin intercambio de información y poder realizar validaciones sobre el modelo propuesto. En [22] se utiliza el solver DICOPT (DIscrete and Continuos OPTimizer) en problemas de programación no lineal y entera mixta con el fin de encontrar soluciones factibles, ya que en muchos casos no es posible encontrar soluciones óptimas debido a la complejidad del problema y la presencia de múltiples objetivos y restricciones.

## 2.5. Técnicas de solución metaheurísticas

Los algoritmos metaheurísticos son una clase de técnicas de optimización que se utilizan para abordar problemas complejos y de gran escala. Dentro de las técnicas de metaheurísticas se encuentran: Algoritmos evolutivos, algoritmos basados en fenómenos físicos, algoritmos inspirados en la naturaleza y algoritmos inmunes. En la solución del ORPD son muy utilizadas las técnicas metaheurísticas, entre estas la programación evolutiva [23] y la programación genética [12] como parte de los algoritmos evolutivos. Entre los algoritmos inspirados en fenómenos físicos se encuentran algoritmos basados en leyes físicas, como los algoritmos de búsqueda gravitacional [24] [25], donde se simula cada posible solución como un objeto con un valor de masa definida que se utiliza para indicar el valor de la función objetivo. También se observan algoritmos basados en la temperatura de los materiales [26], donde se modelan los cambios de temperatura de un material específico para determinar una función objetivo, teniendo en cuenta la no linealidad en los cambios de temperatura del material.

Los algoritmos inspirados en la naturaleza son igualmente empleados en la solución del ORPD. Entre estos algoritmos se encuentra el algoritmo de enjambre de partículas [27, 28], los algoritmos de optimización por colonias de hormigas [29] y los algoritmos de optimización por colonias de abejas [30]. También se encuentran algoritmos basados en la enseñanza y aprendizaje [8], que permite emular la interacción entre los individuos y como aprender uno del otro para mejorarse, emulando los métodos de aprendizaje y enseñanza entre las interacciones entre maestros y aprendices. Adicional, algoritmos que emulan el sistema inmune de los seres vivos, donde se emula el proceso de los sistemas inmunes de detectar células ajenas. Estos algoritmos tienen la capacidad de tener memoria, aprender y reconocer patrones, en [31] se presenta un algoritmo de sistema artificial inmune (AIS, Artificial Immune System) aplicado a resolver el problema del ORPD.

## 2.6. ORPD con fuentes no convencionales de generación

La integración de fuentes de generación variable en los sistemas de potencia ha dado lugar a incertidumbres en la entrega de la generación de energía, por lo que los operadores deben permitir la regulación de la absorción o entrega de potencia reactiva para contribuir a la regulación de la tensión del sistema.

## 2.7. ORPD con elementos estáticos de control de reactiva

---

La implementación del ORPD con restricciones de seguridad para fuentes no convencionales se lleva a cabo mediante el control de tensión y el control de potencia reactiva [2]. Es importante que la entrega de potencia reactiva esté relacionada con el inversor de potencia conectado a la red, utilizando curvas de operación que le indiquen al inversor cómo operar en caso de fallas en el sistema y la posible desconexión de la fuente de generación cuando sea necesario. Al integrar las diferentes fuentes distribuidas en el sistema y controlar el tensión junto con la entrega de potencia reactiva de los inversores, se logra maximizar la zona de estabilidad de la tensión y minimizar las pérdidas de potencia activa. La implementación del ORPD para abordar la integración de fuentes no convencionales como la energía eólica, teniendo en cuenta la incertidumbre en la entrega de potencia y buscando la operación segura del sistema como se indica en [32], incluye restricciones técnicas (seguridad de la red) y económicas (costo de las pérdidas de energía del sistema), lo que implica una optimización multi-objetivo mediante el algoritmo NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm) y simulaciones Monte Carlo. Los objetivos incorporan factores que generan la incertidumbre en la entrega de potencia de las fuentes no convencionales de tipo eólico y buscar puntos seguros de operación para la conexión de estas unidades al sistema. Se ha desarrollado un algoritmo multi-objetivo y estocástico [33] para resolver el problema de operación de redes eléctricas con fuentes no convencionales, como las solares y eólicas. Este algoritmo tiene en cuenta la variación de la demanda en diferentes períodos de tiempo, así como la incertidumbre asociada a la generación renovable, para integrarla de forma óptima junto con las generaciones convencionales existentes en la red. El objetivo es generar un escenario de operación seguro del sistema eléctrico.

La integración de fuentes no convencionales y sistemas de almacenamiento de energía se puede realizar en los sistemas de redes de distribución mediante la implementación de generación no convencional y baterías [34]. La demanda desagregada en estas redes puede afectar los perfiles de tensión, pero la implementación de generación distribuida logra dar soporte de reactiva en los nodos de las colas de los sistemas. Sin embargo, las restricciones del sistema hacen necesaria la implementación de mecanismos como el almacenamiento de energía, que permitan entregar energía cuando sea requerida por el sistema. Para optimizar el uso de la energía reactiva almacenada y mejorar los perfiles de tensión en las redes de distribución, se puede implementar el ORPD.

## 2.7. ORPD con elementos estáticos de control de reactiva

Las fuentes de potencia reactiva ayudan a mejorar los rangos de estabilidad de tensión y las variaciones de los valores de despacho de la potencia inyectada por los SVCs, En [7] se muestra que los índices de valor relativo, que miden la importancia de entrega de potencia reactiva de los SVC en el sistema, pueden ser utilizados para determinar la dirección del cambio en la inyección de energía reactiva de los generadores y las compensaciones capacitivas síncronas para redireccionar la entrega de potencia reactiva por las unidades existentes en la red y se logra aumentar el margen de estabilidad de tensión. Las fuentes dinámicas de SVC con mayor valor relativo son más importantes para mejorar el margen de estabilidad y están programadas para dar mayor soporte de potencia reactiva. El uso en conjunto del despacho óptimo de las fuentes de SVC con las

unidades de generación existentes permite maximizar la zona de estabilidad de tensión, aumentar las reservas de potencia reactiva y disminuir las pérdidas de potencia activa.

Diferentes algoritmos se han utilizado en la resolución del ORPD, considerando el uso de fuentes SVC, como por ejemplo un algoritmo genético [35] o un algoritmo de lógica difusa con programación dinámica [36]. Estos algoritmos buscan encontrar valores factibles de configuración de transformadores y fuentes SVC que ayuden a reducir las pérdidas en el sistema. El uso de dispositivos FACTS (Flexible alternating current transmission system) con controladores de tipo SVC son introducidos y el problema del ORPD es resuelto mediante un algoritmo genético propuesto para operar el sistema sin violación de restricciones operativas y disminuir los costos de la operación [37]. En [38] un algoritmo KGMO (Kinetic Gas Molecule Optimization) es propuesto para resolver el problema de ORPD incluyendo dispositivos FACTS para resolver el problema de desviación de tensión y pérdidas de potencia, presentado resultados favorables para la operación en los sistemas de potencia.

## 2.8. ORPD contemplando topológicas de red

Las reconfiguraciones de la red por la entrada de nueva infraestructura es un proceso continuo que afectan la topología de los sistemas de potencia actuales. Un algoritmo genético se implementa en [39] para determinar el despacho óptimo de potencia reactiva, con el objetivo de mantener los rangos seguros de operación de los perfiles de tensión, ante cambios topológicos de la red (entrada de líneas o transformadores) mediante reconfiguraciones con presencia de elementos subterráneas en el sistema. El algoritmo genético utilizado permite realizar un despacho óptimo de reactiva de las unidades existentes de la red y con esto se puede obtener unas condiciones con mayor favorabilidad antes diferentes cambios en la red, y disminuir la entrada de elementos de tipo compensadores Shunt, lo que implica disminuyendo los costos operativos del sistema. En [27] se implementa una optimización multiobjetivo de enjambre de partículas para resolver el problema del ORPD para buscar en las redes de distribución los ajustes óptimos de los despachos de los generadores, las posiciones de taps de los transformadores y la entrega de reactiva de bancos de capacitores con la finalidad de permitir la operación adecuada del sistema de potencia.

El desbalance de tensión en los sistemas de distribución, causado por el consumo de potencia reactiva de los diferentes usuarios, puede ocasionar problemas en la operación de la red eléctrica. En [40] para abordar este problema del ORPD, se ha propuesto la implementación de algoritmos que permitan determinar el despacho óptimo de potencia reactiva que contribuya a mejorar la estabilidad de tensión para los usuarios conectados a la red eléctrica. En este sentido, se ha utilizado la teoría Nash para desarrollar un algoritmo que logre este objetivo. La incertidumbre de la demanda, que es una parte importante de la operación diaria de los sistemas de potencia, también ha sido considerada en la solución del ORPD. En [41] la integración del algoritmo EGWO (Enhanced Grey Wolf Optimization), basado en la distribución de Levy Flight, ha permitido evitar soluciones de mínimos locales y considerar la incertidumbre de la demanda. Los parámetros de los elementos de la red permiten modelar el comportamiento de forma adecuada. La medición de los parámetros contempla errores de medida,

por tanto, los resultados obtenidos con el uso de estos parámetros se alejan de los resultados operativos. Una metodología para resolver el ORPD que contempla incertidumbre en los parámetros de los elementos de la red se plantea en [42], integrada mediante un modelo robusto de optimización que permita la solución del ORPD con la incertidumbre en la medida de los parámetros de líneas de la red, por medio de un indicador de robustez, evaluado mediante el método de programación Master-slave para la resolución de los modelos de ecuaciones no lineales.

### 2.9. Índices de estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se evalúa con diferentes metodologías dependiendo del análisis realizado. Una común es a través de curvas PV y QV obtenidas mediante flujos de potencia sucesivos [43]. Estas curvas permiten establecer el margen de estabilidad de tensión para una condición operativa. En el análisis de las curvas se construyen índices basados en la proximidad al colapso de tensión, cerca a la frontera de inestabilidad de tensión, los cuales pueden ser clasificados en índices de gran desviación e índices basados en el estado actual. La construcción de estos índices requiere que las variables necesarias para evaluar la estabilidad del sistema sean observables y controlables para que se puedan tomar acciones para mantener o mejorar la condición actual.

El nivel de cortocircuito de las barras se puede utilizar como elemento en la evaluación de la inestabilidad de tensión [44]. Esta metodología permite valorar la incidencia del sistema de distribución en el sistema de transmisión y pronosticar un posible colapso de tensión, además, diagnosticar el impacto que podría tener una perturbación en un sistema más fuerte. La estabilidad de tensión está relacionada con la cargabilidad de las líneas de transmisión [45] y el monitoreo efectivo de la cargabilidad de las líneas puede indicar qué tan lejos se encuentran de una condición severa y presentar alertas para líneas altamente estresadas. Por otro lado, la sensibilidad del sistema respecto a las reservas de potencia reactiva permite realizar acciones de control enfocadas a mantener el margen de estabilidad en un sistema de potencia [46]. Este tipo de índice que contempla las reservas de potencia reactiva, permite una evaluación del sistema combinando la experiencia de los operadores y una distribución de los recursos de potencia reactiva.

La matriz jacobiana reducida es utilizada para definir índices de estabilidad en sistemas de potencia. En este tipo de análisis, se utilizan los resultados obtenidos del sistema para determinar el punto de colapso de tensión [47]. Uno de los enfoques más comunes es el análisis modal de la jacobiana reducida calculada a partir de un flujo de carga, que permite identificar elementos del sistema (como barras, líneas y generadores) que pueden generar inestabilidad de tensión. En la identificación de la estabilidad del sistema, se utilizan variables obtenidas mediante mediciones fasoriales por medio de dispositivos de medición sincrofasorial (PMU), que brindan información sobre la tensión, corriente y ángulos del sistema [48]. Los equivalentes de red se emplean para determinar la estabilidad del sistema de potencia. Por ejemplo, la estabilidad de un nodo se puede calcular usando el equivalente de Thevenin, a partir de la magnitud de la relación entre la impedancia de Thevenin vista de la barra de carga y la impedancia de la barra bajo análisis [49]. Las soluciones de flujo de cargas

también permiten determinar la estabilidad del sistema mediante diferentes metodologías, como el índice "L"[50], que permite identificar las barras más críticas, y el índice Kv [51, 52], que mide la distancia que hay entre el punto de operación de una barra y su tensión crítica. Para esto es necesario conocer cuál es la tensión crítica en cada una de las barras, esto puede ser obtenido por diferentes métodos y corresponde al valor de tensión para el cual un cambio adicional en la potencia reactiva ya no puede ser suplido en el sistema. También corresponde al valor de tensión en cual se empieza a llegar a algunos de los límites que incumplen la característica nominal de algunos de los componentes del sistema de potencia o que son definidos por el operador del sistema para una operación segura. Estos son algunas de las metodologías empleadas para determinar la estabilidad del sistema, para mayor detalle revisar [10, 53, 54].

### 2.10. Análisis multi-periodo

En un análisis multi-periodo, se realiza un modelado del sistema eléctrico y se simula su comportamiento a lo largo de varios períodos, generalmente un día completo (24 horas del día). Durante cada período, se analizan las condiciones de operación y se toman decisiones respecto al control y operación del sistema. También permite la evaluación del impacto de eventos y el comportamiento del sistema eléctrico en los periodos analizados, tales como el incremento de la demanda eléctrica, el cambio de dispositivos tipo Shunt y el cambio de taps de transformadores, entre otros. De esta manera, se pueden identificar posibles problemas o limitaciones del sistema y tomar medidas preventivas para evitar problemas de estabilidad o seguridad del sistema.

En el análisis de los sistemas eléctricos con múltiples periodos se han aplicado algoritmos como el genético híbrido para optimizar el despacho de reactiva de los generadores en cada periodo, teniendo en cuenta la transición entre ellos y sus restricciones operativas asociadas, así como la estabilidad de tensión para cada uno de ellos [55]. El ORPD multi periodo (MP-ORPD) resuelve el problema para diferentes periodos con cambios de demanda. Este proceso implica la identificación de las condiciones y restricciones operativas del sistema, considerando la estabilidad de tensión en cada periodo evaluado. La aplicación del análisis multiperiodo permite considerar la dinámica temporal del sistema eléctrico y mejorar su operación y planificación a largo plazo [9, 56].

### 2.11. Análisis multi-área

En la operación de los sistemas de potencia, se observa que los diferentes periodos del día implican diferentes condiciones operativas, debido al cambio en la curva de la demanda de cada sistema. Además, los sistemas interconectados presentan diferentes áreas con condiciones operativas distintas y con recursos de potencia reactiva variables. Analizar el sistema considerando las condiciones de cada periodo y área, permite ofrecer soluciones que satisfagan las necesidades actuales de los operadores del sistema y la escasez de estudios que evalúen el ORPD bajo diferentes periodos y áreas operativas resalta la necesidad de abordar este tema.

### 2.11.1. Áreas de control de tensión y nodos pilotos

Un área de control de tensión (VCA, por sus siglas en inglés) es una región del sistema eléctrico que se controla mediante la regulación de los niveles de la tensión de las barras que se encuentran en ella. Cada VCA está constituida por un grupo de barras del sistema que presentan patrones de comportamiento estacionario de tensiones similares cuando el sistema está sometido a perturbaciones, en este caso cambio de carga, que podrían originar problemas de inestabilidad de tensión. Este conjunto de barras de generación y de carga con alta participación en los fenómenos de inestabilidad de tensión subyacente se ha denominado como grupo de barras coherentes. Los elementos que alcanzan la capacidad límite para inyectar potencia reactiva en la red cuando se aumenta la demanda se consideran como fuentes de generación, tales como: generadores síncronos, condensadores síncronos, dispositivos de compensación de potencia reactiva, entre otros [57, 58].

El objetivo principal de una VCA es mantener los niveles de tensión en los nodos dentro de un rango preestablecido para garantizar una operación segura y confiable del sistema eléctrico. Esto se logra mediante el uso de nodos piloto que actúan como punto de referencia para medir los niveles de tensión en toda la VCA [10]. Estos nodos se seleccionan cuidadosamente para garantizar que los cambios en los niveles de tensión en los nodos piloto afecten adecuadamente a los nodos de carga y contribuyan a la estabilidad de tensión de la VCA [59, 60]. Además, se definen restricciones operativas para cada VCA, que incluyen limitaciones en las transferencias de energía entre VCAs y limitaciones en los cambios de tensión permitidos en los nodos de carga. Estas restricciones se tienen en cuenta al realizar el control de tensión en cada VCA y garantizar que se cumplan las limitaciones operativas [61].

El cálculo de los nodos pilotos es un aspecto crucial en la definición de las VCA en un sistema eléctrico de potencia. La selección adecuada de los nodos pilotos es importante para garantizar una adecuada regulación de la tensión en todo el sistema. Para determinar los nodos pilotos, se deben considerar diferentes factores, como la topología del sistema, la capacidad de generación y la ubicación de las cargas críticas. Además, se debe evaluar el efecto de la inclusión o exclusión de un nodo en la regulación de la tensión en una determinada área de control. Existen diferentes métodos para calcular los nodos pilotos, como el método de análisis de sensibilidad de la tensión [10], el método basado en la matrix jacobiana [62] y el método basado en cluster K-means [63]. En general, estos métodos implican la realización de simulaciones detalladas del sistema eléctrico para evaluar la regulación de la tensión en diferentes escenarios operativos.

### 2.11.2. Separación de áreas

Un sistema eléctrico de potencia se compone de varias áreas que están interconectadas a través de líneas de transmisión, cada área puede tener diferentes generadores, cargas y reguladores de tensión, y puede estar sujeta a diferentes condiciones operativas y contingencias. En el análisis multiárea, se consideran los efectos de las interacciones entre las diferentes áreas del sistema en términos de flujos de potencia, tensiones y frecuencias. Esto se hace mediante el modelado matemático del sistema por áreas y la simulación numérica de

diferentes escenarios operativos en cada área inicialmente, y luego se analiza el comportamiento del sistema completo. En relación a la división del sistema en VCA se debe definir un método adecuado de división de VCA que cumpla con su definición (conjuntos de barra de generación y de carga interconectada por líneas de transmisión y transformadores).

En la separación de las VCA en sistemas eléctricos, se suele utilizar la técnica de los nodos pilotos, como nodos sentinelas para los cuales se establece un rango de operación que garantiza que los demás barras del área estén en un rango operativo adecuado. Esta técnica permite definir las características eléctricas específicas y las necesidades de cada área, así como la forma de vigilar las condiciones de operación en las diferentes áreas [64]. Una forma de separar el sistema en áreas operativas es mediante el uso de la matriz de sensibilidad QV. Esta matriz permite, mediante la selección de los eigenvalores, separar el sistema en áreas que presentan cierta homogeneidad en cuanto al fenómeno de inestabilidad de tensión. [65]. Asimismo, la separación de las áreas de un sistema eléctrico también se puede realizar mediante la técnica de análisis de clúster. En particular, el método K-means y la matriz Jacobiana se han utilizado para separar el sistema en áreas de control de tensión [66, 58].

### 2.11.3. Reducción de red

En los sistemas eléctricos de gran escala, la complejidad de la red puede dificultar la realización de análisis y estudios detallados como es el caso del problema ORPD multi área. Por esta razón, se han desarrollado técnicas de reducción de red que permiten representar el sistema de una manera más simple y manejable, sin sacrificar la precisión en los resultados. Una de estas técnicas es el método de equivalente Ward, que consiste en reducir la red a una estructura equivalente con menos nodos y líneas, manteniendo las características eléctricas esenciales del sistema original. En la literatura se pueden encontrar técnicas como métodos de agregación, métodos de eliminación de nodos, método de equivalente Kron, método de equivalente de Thevening, entre otros.

El método de equivalente de Ward es usado en [67] para separar el sistema en áreas operativas teniendo como nodos pilotos los definidos por la separación VCA y presentes en los resultados obtenidos por los trabajos [10, 11]. Estos nodos se conocen como nodos de Ward en el equivalente Ward y son aquellos que tienen una mayor influencia en el comportamiento global de la red. A partir de la identificación de estos nodos, se construye una red equivalente con menos nodos y líneas, en la que se mantienen las mismas relaciones de potencia, tensión y corriente que en el sistema original. Esta red equivalente permite realizar análisis y estudios detallados de manera más eficiente, reduciendo el tiempo y el costo requerido para realizar simulaciones en el sistema original. Esta separación se puede utilizar para realizar un análisis multi área del ORPD, y un análisis multi área y multi periodo [68]. La Tabla 2.1 presenta una comparación de las características del modelo propuesto en relación con diferentes trabajos consultados. Se observa que el modelo propuesto presenta un enfoque multi-período y multi-área utilizando un solucionador exacto. La inclusión de este enfoque representa una contribución a la literatura existente.

Tabla 2.1: Características de investigaciones previas en comparación con el enfoque propuesto.

Referencia	Periodos de tiempo		Áreas		Enfoque de solución	
	Único	Múltiple	Único	Múltiple	Metaheurística	Exacto
[23, 24, 26, 28, 29, 30]	X		X		X	
[16, 22]	X		X			X
[66]	X			X	X	
[64, 68, 67, 69]	X			X		X
[56]		X	X		X	
[9, 19, 60]		X	X			X
Propuesto		X		X		X

## CAPÍTULO 3

---

### **Modelo matemático propuesto**

---

En este capítulo se presenta la formulación matemática del MA-MP-ORPD, mostrando las componentes de la función objetivo, así como la nomenclatura, parámetros y variables. Las diferentes restricciones de igualdad y desigualdad, restricciones temporales y el índice de estabilidad empleado. Finalmente, la comunicación entre cada área operativa o VCA. Con este capítulo se cumple el objetivo específico: *Desarrollar un modelo matemático para resolver el despacho óptimo de potencia reactiva multi-periodo y multi-área considerando reservas de potencia reactiva y un criterio de estabilidad de tensión.*

---

Abordar el ORPD implica formular un modelo de flujo de potencia AC, ya que una formulación DC no permitiría controlar las variables de tensión y potencia reactiva. El modelo de flujo de potencia AC tiene en cuenta las pérdidas de potencia en las líneas y refleja estas pérdidas en los cálculos de potencia activa y reactiva. En cuanto a las restricciones de balance de potencia, existen diversas formulaciones para las ecuaciones de flujo de potencia en AC, siendo las tres más populares las siguientes:

- a) La formulación polar de potencia-voltaje (P-V) utiliza la forma polar de cantidades complejas y emplea de manera explícita senos y cosenos en las restricciones de flujo de potencia.
- b) La formulación rectangular de potencia-voltaje (R) utiliza la forma rectangular de cantidades complejas, lo que da como resultado restricciones cuadráticas en el flujo de potencia en relación a estas cantidades. A diferencia de la formulación polar, los senos y cosenos son parámetros constantes y el voltaje del bus se divide en partes real e imaginaria.
- c) La formulación rectangular de corriente-voltaje (IV) considera, el flujo de corriente, en lugar de la potencia en una línea. Por lo tanto, el modelo calcula la corriente real y reactiva en una línea en lugar de la potencia real y reactiva en una línea. Al igual que la formulación rectangular de potencia-voltaje, la formulación IV utiliza la forma rectangular de cantidades complejas. Por lo tanto, las restricciones del flujo de línea son nuevamente de naturaleza cuadrática, con cantidades de seno y coseno constantes.

Existen dos versiones de cada formulación para construir el problema, una utiliza la matriz de admitancia, conocida como Y-bus, y la otra utiliza una suma de flujos de potencia de las líneas de transmisión para calcular las ecuaciones de balance de potencia en cada nodo. Aunque la formulación de la matriz Y-bus tiene la ventaja de eliminar los parámetros de flujo de línea en las restricciones de balance del bus, esta ventaja se pierde cuando todavía es necesario definir las variables de flujo de línea para mantener los límites de flujo. Por esta razón, los modelos de Potencia de Línea Estándar (SLP) (P, R, IV) generalmente tienen un mejor rendimiento que los modelos Y-bus, debido al cálculo adicional requerido. Se puede encontrar una descripción más detallada de estos modelos en la referencia [70].

El modelo de las ecuaciones de flujo de potencia AC utilizado en esta tesis se basa en el trabajo de tesis de maestría [9]. En este trabajo, se usa la formulación polar de potencia-voltaje con la versión SLP, porque muestra un mejor rendimiento en términos de velocidad de convergencia. Este modelo propuesto se basa en las mismas ecuaciones que usa el modelo de flujo de potencia AC polar y los detalles de este modelo pueden ser consultados en [70, 71]. El MA-MP-ORPD propuesto está sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad [72]. Las restricciones de igualdad consideran la definición de los flujos de potencia, así como las ecuaciones de balance de potencia derivadas de las leyes de Kirchhoff. Por otro lado, las restricciones de desigualdad imponen límites físicos de las variables e incluyen consideraciones adicionales con respecto a la cantidad de maniobras realizadas por dispositivos estáticos de control de

reactiva y transformadores [9]. El modelo MA-MP-ORPD presentado en este documento es un problema de optimización no lineal, no convexo y que maneja variables de control continuas, enteras y discretas, clasificado como un problema de programación no lineal mixta entera (MINLP).

### 3.1. Nomenclatura

La nomenclatura utilizada en el documento para la creación de las ecuaciones del modelo de optimización MA-MP-ORPD se presenta a continuación:

#### 3.1.1. Sets

Tabla 3.1: Sets del modelo de optimización

$N$	Set de barras del sistema
$G$	Set de generadores del sistema
$H$	Set de interfaces
$A$	Set de áreas del sistema
$H$	Set de interfaces
$T$	Set de periodos
$L$	Set de líneas en el sistema
$TR$	Set de transformadores con Tap maniobrables
$S$	Set de dispositivos Shunt maniobrables
$E$	Set de dispositivos Shunt no maniobrables
$G_i \subseteq G$	Set de generador $G$ conectado al bus $i \in N$
$G_{slack} \subseteq G$	Set de generador $G$ conectado al bus $slack \in N$
$S_i \subseteq S$	Set de maniobras en Shunt $S$ conectado al bus $i \in N$
$L_l \subseteq L$	Set de línea $L$ a través de interfaz $l \in H$
$N_P \subseteq N$	Set de nodos $N$ a través de los nodos pilotos $P \in N$

#### 3.1.2. Parámetros

Tabla 3.2: Parámetros del modelo de optimización

$G_{ij}^L, B_{ij}^L$	Conductancia y susceptancia en la línea $ij \in L$
$G_i^E, B_i^E$	Conductancia y susceptancia en derivación en el bus $i \in N$
$B_{ij}^C, \phi_{ij}$	Susceptancia de carga y ángulo en la línea $ij \in L$
$V_{ref,ita}$	Tensión de referencia en el bus $i \in N_P$ para el período $t$ y en el área $a$
$B_k^S$	Susceptancia de la derivación del elemento de derivación $k \in S$
$N_k^S$	Número máximo de pasos del elemento $k \in S$
$D_{ita}^P$	Demanda de potencia activa en el bus $i$ para el período $t$ y en el área $a$
$D_{ita}^Q$	Demanda de potencia reactiva en el bus $i$ para el período $t$ y en el área $a$
$W_{ita}^P$	Equivalente Ward de potencia activa en bus $i$ período $t$ y área $a$
$W_{ita}^Q$	Equivalente Ward de potencia reactiva en bus $i$ período $t$ y área $a$
$W_{ita}^V$	Equivalente Ward de tensión en bus $i$ período $t$ y área $a$
$\underline{P}_g, \overline{P}_g$	Límite inferior y superior de inyección de potencia activa del generador $g \in G$
$\underline{Q}_g, \overline{Q}_g$	Límite inferior y superior de inyección de potencia reactiva del generador $g \in G$
$\underline{V}_i, \overline{V}_i$	Límites inferior y superior de la magnitud de la tensión en el bus $i \in N$

## 3.2. Función objetivo

---

$\overline{\alpha_{ij}}, \alpha_{ija}$	Límites inferior y superior de la posición del transformador $ij \in L$
$\overline{F_{ij}^P}$	Límite de potencia activa en la línea $ij \in L$
$\overline{F_l^H}$	Límite de potencia activa en la interfaz $l \in H$
$U_{gta}$	Estado del generador $i \in G$ en el período $t$ y en el área $a$
$\overline{M}$	Número máximo de maniobras permitidas en un conjunto de períodos
$\beta_1, \beta_2, \beta_3$	Factores de penalización asociados con la función objetivo

---

### 3.1.3. Variables

Tabla 3.3: Variables del modelo de optimización

---

$u'_{ijta}$	Maniobra en el transformador de tomas $ij \in \mathcal{T}$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$u_{kta}$	Maniobra en el elemento de compensación $k \in S$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$v_{ita}$	Voltaje en el bus $i \in N$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$\theta_{ita}$	Ángulo en el bus $i:(ij) \in L$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$\alpha_{ijta}$	Razón de transformación del transformador de tomas $ij \in \mathcal{T}$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$n_{kta}^S$	Número de pasos del elemento de compensación $k \in S$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$m_{kta}^{TR}$	Número de pasos del elemento de compensación $k \in TR$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$f_{ijta}^P, f_{ijta}^Q$	Potencia activa y reactiva fluyendo por la línea $ij \in L$ en el periodo $t$ y en el área $a$
$p_{gta}^G, q_{gta}^G$	Potencia activa y reactiva generada por el generador $g \in G$ en el periodo $t$ y en el área $a$

---

## 3.2. Función objetivo

En el Capítulo 2 se presentaron las funciones objetivo típicamente utilizadas en la solución del ORPD. Estas funciones se adaptan dependiendo de las necesidades al momento de definir las condiciones que se tendrán en el proceso de optimización. La función objetivo para el problema MA-MP-ORPD esta definido en la Ecuación 3.1, comprende tres términos definidos así:

1. TVD (desviación total de tensión, por sus siglas en inglés) presentado en la Ecuación 3.2, cumple con la referencia de tensión de los nodos pilotos para cada área evaluada, donde el valor objetivo suele ser el promedio histórico para cada hora y día, lo que refleja la condición segura en la que el sistema eléctrico ya ha operado y, por lo tanto, es el valor deseado.
2. TQS (desviación total de reactancia de elementos tipo shunt, por sus siglas en inglés) presentado en la Ecuación 3.3, busca reducir las maniobras de elementos tipo Shunt entre períodos continuos para cada área evaluada, cuyo propósito es permitir que el operador del sistema eléctrico realice el control de tensión con la menor cantidad de operaciones no triviales posibles.
3. TQG (potencia reactiva total generada, por sus siglas en inglés) presentado en la Ecuación 3.4, tiene como objetivo mantener reservas de potencia reactiva para cada área evaluada, es decir, las unidades de generación están en un punto flotante de potencia reactiva para poder actuar (rápidamente) en caso de una contingencia del sistema.

### 3.3. Restricciones de igualdad para cada área

Estos términos de la función de optimización permiten tener un resultado de utilidad para el operador del sistema, dado que integran variables que se controlan en la operación en tiempo real. Este trabajo se enfoca en las variables relevantes para el operador del sistema y se omite la minimización de pérdidas de potencia activa, con el objetivo de obtener resultados comparables a los presentados en [9]. En este caso, la Ecuación 3.1 muestra las variables  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  y  $\beta_3$  que son factores de penalización asociados con cada objetivo y permiten que los términos sean equiparables;  $v_{it}$  es la magnitud de tensión en el nodo piloto  $i$  en el tiempo  $t$ ;  $V_{ref, it}$  es la magnitud de referencia del nodo piloto  $i$  en el tiempo  $t$ ;  $n_{kt}^S$  y  $n_{k(t-1)}^S$  son el número de pasos del elemento de derivación  $k \in S$  en el período  $t$  y período  $t - 1$ , respectivamente;  $m_{kt}^{TR}$  y  $m_{k(t-1)}^{TR}$  son el número de pasos del elemento de derivación  $k \in TR$  en el período  $t$  y período  $t - 1$ , respectivamente;  $q_{gt}^G$  es la potencia reactiva generada por el generador  $g$  en el período  $t$ ; finalmente,  $T$ ,  $S$ ,  $TR$  y  $Np$  son los conjuntos de períodos, elementos de derivación, transformadores y nodos piloto, respectivamente.

$$\text{Min}(\beta_1 TVD + \beta_2 TQS + \beta_3 TQG) \quad (3.1)$$

$$TVD = \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_p} (v_{i,t,a} - V_{ref,i,t,a})^2 \quad (3.2)$$

$$TQS = \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} \sum_{k \in S} (n_{kta}^S - n_{k(t-1)a}^S)^2 \quad (3.3)$$

$$TQG = \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (q_{gta}^G)^2 \quad (3.4)$$

### 3.3. Restricciones de igualdad para cada área

En el MA-MP-ORPD se toma en cuenta un conjunto de restricciones de igualdad con respecto a los flujos de potencia en las ramas y las restricciones de balance de potencia en los buses. Las Ecuaciones 3.5 y 3.6 definen el flujo de potencia en las ramas. En este caso,  $f_{ijta}^P$  y  $f_{jita}^P$  representan el flujo de potencia activa desde el bus  $i$  al bus  $j$  y viceversa; mientras que  $f_{ijta}^Q$  y  $f_{jict}^Q$  en las Ecuaciones 3.7 y 3.8, representan los flujos de potencia reactiva desde el bus  $i$  al bus  $j$  y viceversa, respectivamente. Nótese que las ecuaciones de flujo de potencia son diferentes en cada extremo de la línea; esto se debe a que se toma en cuenta la relación de transformación del tap del transformador  $\alpha_{ijta}$ .  $G_{ij}^L$ ,  $B_{ij}^L$ ,  $B_{ij}^C$  y  $\phi_{ija}$  son la conductancia, susceptancia, susceptancia de carga de rama y el ángulo en la línea  $ij \in L$ , respectivamente. Las Ecuaciones 3.9 y 3.10 representan, respectivamente, las restricciones de balance de potencia activa y reactiva derivadas de las leyes de Kirchhoff, donde  $P_{gta}^G$  y  $p_{gta}^G$  son respectivamente, la potencia activa fija y variable del generador  $g$  en el tiempo  $t$ ;  $D_{ita}^P$  y  $D_{ita}^Q$  son respectivamente, la demanda de potencia activa y reactiva en el bus  $i$  para el período  $t$ ;  $G_i^E$  y  $B_i^E$  son la conductancia y susceptancia del shunt en el bus  $i \in N$ , respectivamente; finalmente,  $B_k^S$  es la susceptancia del shunt del elemento  $k \in S$ . En el análisis multi-área se emplean las variables  $W_{ita*}^P$  y  $W_{ita*}^Q$ , las cuales consideran el equivalente Ward de las áreas que están acopladas al área de análisis. Esto significa que estas variables permiten la

### 3.4. Restricciones de desigualdad para cada área del sistema

división del sistema en áreas, y que los resultados obtenidos para cada área sean equivalentes a los resultados obtenidos con el sistema completo.

$$f_{ijta}^P = \frac{1}{(\alpha_{ijta})^2} G_{ija}^L v_{it}^2 - \frac{1}{\alpha_{ijta}} v_{it} v_{jt} (G_{ija}^L \cos(\theta_{it} - \theta_{jt} - \phi_{ija}) + B_{ija}^L \sin(\theta_{it} - \theta_{jt} - \phi_{ija}))$$

$$\forall ij \in L, t \in T \quad (3.5)$$

$$f_{ijta}^P = G_{ija}^L v_{jt}^2 - \frac{1}{\alpha_{ijta}} v_{it} v_{jt} (G_{ij}^L \cos(\theta_{jt} - \theta_{it} + \phi_{ija}) + B_{ija}^L \sin(\theta_{jt} - \theta_{it} + \phi_{ija}))$$

$$\forall ij \in L; t \in T; a \in A \quad (3.6)$$

$$f_{ijta}^Q = -\frac{1}{\alpha_{ijta}^2} \left( B_{ija}^L + \frac{B_{ija}^C}{2} \right) v_{it}^2 - \frac{1}{\alpha_{ijta}} v_{it} v_{jt} (G_{ija}^L \cos(\theta_{it} - \theta_{jt} - \phi_{ija}) - B_{ija}^L \sin(\theta_{it} - \theta_{jt} - \phi_{ija}))$$

$$\forall ij \in L; t \in T; a \in A \quad (3.7)$$

$$f_{ijta}^Q = -(B_{ija}^L + \frac{B_{ija}^C}{2}) v_{jt}^2 - \frac{1}{\alpha_{ijta}} v_{it} v_{jt} (G_{ij}^L \cos(\theta_{jt} - \theta_{it} + \phi_{ija}) - B_{ija}^L \sin(\theta_{jt} - \theta_{it} + \phi_{ija}))$$

$$\forall ij \in L; t \in T; a \in A \quad (3.8)$$

$$\sum_{g \in G_{i(i \neq slack)}} P_{gta}^G + \sum_{g \in G_{slack}} p_{gta}^G - \sum_{(j):ij \in L} f_{ijta}^P - \sum_{(j):ji \in L} f_{jita}^P - D_{ita}^P - W_{ita}^P - v_{ita}^2 G_i^E = 0$$

$$\forall i \in N; t \in T; a \in A \quad (3.9)$$

$$\sum_{g \in G_i} q_{gta}^G + v_{ita}^2 \sum_{k \in S_i} B_k^S n_{kta}^S - \sum_{(j):ij \in L} f_{ijta}^Q - \sum_{(j):ji \in L} f_{jita}^Q - D_{ita}^Q - W_{ita}^Q + v_{ita}^2 B_i^E = 0$$

$$\forall i \in N; t \in T; a \in A \quad (3.10)$$

### 3.4. Restricciones de desigualdad para cada área del sistema

#### 3.4.1. Restricciones de generadores

Los límites de potencia reactiva (máximo  $\overline{Q_g}$  y mínimo  $Q_g$ ) en el conjunto de generadores en línea son presentados en la Ecuación 3.11. En este caso,  $U_{gt}$  representa el estado del generador  $g$ , donde 1 indica en línea y 0 lo contrario. El límite de potencia activa (máximo  $\overline{P_g}$  y mínimo  $\underline{P_g}$ ) en el conjunto de generadores de referencia en línea (que garantizan el balance de potencia activa) se muestra en la Ecuación 3.12. El resto de los generadores se consideran fuentes de potencia activa fijas.

$$U_{gta} \underline{Q_g} \leq q_{gta}^G \leq U_{gta} \overline{Q_g} \quad \forall g \in G; t \in T; a \in A \quad (3.11)$$

$$U_{gta} \underline{P_g} \leq p_{gta}^G \leq U_{gta} \overline{P_g} \quad \forall g \in G_{slack}; t \in T; a \in A \quad (3.12)$$

### 3.4. Restricciones de desigualdad para cada área del sistema

#### 3.4.2. Restricciones de ángulo de tensión

La diferencia angular entre dos nodos conectados está dado por la Ecuación 3.13. Esta restricción garantiza los límites de estado estable para la transferencia de potencia en una línea. En este caso, los valores de ángulo se establecen por debajo de la referencia teórica de  $\pi/2$ .

$$-\frac{\pi}{3} \leq \theta_{ita} - \theta_{jta} \leq \frac{\pi}{3} \quad \forall (ij) : ij \in L; t \in T; a \in A \quad (3.13)$$

#### 3.4.3. Restricciones de Transformadores

Los límites máximos ( $\overline{\alpha_{ijc}}$ ) y mínimos ( $\underline{\alpha_{ijc}}$ ) de la relación del transformador ( $\alpha_{ijct}$ ) se indican en la Ecuación 3.14. La Ecuación 3.15 se activa cuando el transformador realiza un cambio de Tap y con esta ecuación se limita a que se realicen solo un cambio del valor de Tap por periodo.

$$\underline{\alpha_{ija}} \leq \alpha_{ijta} \leq \overline{\alpha_{ija}} \quad \forall ij \in \tau; t \in T; a \in A \quad (3.14)$$

$$|\alpha_{ijta} - \alpha_{ij(t-1)a}| \leq 1 \quad \forall ij \in \tau; t \in T; a \in A \quad (3.15)$$

#### 3.4.4. Restricciones de elementos Shunt

El límite de pasos máximos para los elementos tipo Shunt se muestra en la Ecuación 3.16, y la Ecuación 3.17 muestra cuándo se cambia el paso de los Shunt. Esto se hace para registrar cuántos cambios máximos se realizan en los periodos evaluados.

$$0 \leq n_{kta}^S \leq N_k^S \quad \forall k \in S; t \in T; a \in A \quad (3.16)$$

$$|n_{kta}^S - n_{k(t-1)a}^S| \leq u_{kta}^S N_k^S \quad \forall k \in S; t \in T; a \in A \quad (3.17)$$

#### 3.4.5. Restricciones de seguridad

Las Ecuaciones 3.18, 3.19 y 3.20 muestran las restricciones de seguridad del sistema. La tensión debe estar dentro de los límites seguros de operación, el flujo de potencia debe ser menor a la capacidad máxima de la frontera y el flujo de potencia de las líneas debe ser menor a su capacidad máxima.

$$\underline{V}_i \leq v_{ita} \leq \overline{V}_i \quad \forall i \in N, t \in T; a \in A \quad (3.18)$$

$$\sum_{ij, ji \in L_t} f_{ijta}^P \leq \overline{F}_t^H \quad \forall l \in H, t \in T; a \in A \quad (3.19)$$

$$-\overline{F}_{ijc}^P \leq f_{ijct}^P \leq \overline{F}_{ijc}^P \quad \forall ij \in L, t \in T; a \in A \quad (3.20)$$

#### 3.4.6. Restricciones temporales

La cantidad total de maniobras en capacitores, reactores y taps de transformadores no debe exceder el máximo permitido en un día de operación, como se muestra en la Ecuación 3.21. En este caso,  $u_{ijct}^T$  representa la maniobra en el tap del transformador  $ij \in \tau$  en el período  $t$ ,  $u_{kt}^S$  es la maniobra en

el elemento shunt  $k \in S$  en el período  $t$  y  $\overline{M}$  indica el número máximo de maniobras permitidas.

$$\sum_{t \in T} \left( \sum_{ij \in \tau} \left[ u_{ijta}^{\tau} + \sum_{k \in S} u_{kta}^S \right] \right) \leq \overline{M} \quad \forall t \in T; k \in S; ij \in \tau; a \in A \quad (3.21)$$

### 3.5. Índice de estabilidad de tensión

En el capítulo anterior se mostraron algunas de las metodologías empleadas para realizar análisis de estabilidad de tensión en los sistemas de potencia, entre los cuales se encuentran el índice  $Kv$ , que permite evaluar que tan lejos se encuentra una barra de su tensión crítica [51, 52]. La Ecuación 3.2 permite para los nodos pilotos minimizar el cambio de la tensión respecto a un perfil de tensión base y con esto los nodos pilotos no presentan un impacto en el índice  $Kv$ , respecto al caso base. Este índice se calcula para los nodos restantes (diferentes a los nodos pilotos) para evidenciar el impacto del proceso de optimización en el índice  $Kv$ , pero se aclara que no se busca para estos nodos mantener o mejorar este índice de estabilidad. La Ecuación 3.22 muestra el cálculo de índice  $Kv$  para los nodos, donde  $V_{ita}^{of}$  es la tensión en el nodo evaluado después de la optimización,  $V_{ita}^{base}$  es la tensión base en el nodo evaluado y  $V_{crit}$  es la tensión crítica del nodo. Este cálculo se hace para la tensión crítica superior e inferior y se toma el menor valor. El valor  $Kv$  para valores mayores a 0 significa que la tensión en el nodo después de la optimización está más alejada del límite crítico, para tensiones menores a 0, significa que está más cerca del límite crítico y para el valor igual a cero, significa que no hubo cambios en las tensiones de los nodos con respecto al caso base.

$$Kv_{ita} = \frac{|V_{ita}^{of} - V_{crit}|}{V_{ita}^{of}} - \frac{|V_{ita}^{base} - V_{crit}|}{V_{ita}^{base}} \quad \forall i \in N, t \in T; a \in A \quad (3.22)$$

### 3.6. Comunicación entre cada área del sistema

El MA-MP-ORPD se lleva a cabo para todo el sistema evaluado. Esto implica el cálculo de todas las áreas de interés en el sistema mediante el equivalente Ward, como se propone en [67, 71]. Para cada una de las áreas, se calculan 24 equivalentes Ward relacionados con los 24 períodos comprendidos en el análisis multi-período [9]. La comunicación entre las áreas se realiza mediante un enfoque multi agente, que permite la comunicación entre cada optimizador de cada una de las áreas [69].

La comunicación multi agente de tipo maestro-esclavo es implementada en este trabajo como un sistema que permite la coordinación y comunicación entre los diferentes procesos de optimización involucrados. En este sistema, un agente maestro desempeña el papel de coordinador central, mientras que los agentes esclavos son responsables de realizar las tareas de optimización en las áreas específicas del sistema. El agente maestro se encarga de crear los 24 equivalentes Ward para cada área, así como de tomar decisiones basadas en la información recibida. Los agentes esclavos, por su parte, interactúan con el agente maestro y

### 3.6. Comunicación entre cada área del sistema

---

se comunican con él para recibir instrucciones, reportar resultados y actualizar el estado de su optimización. Esta comunicación bidireccional permite una coordinación efectiva entre los procesos de optimización, lo que permite la optimización global del sistema en función de los objetivos y restricciones establecidos para cada una de las áreas. El enfoque maestro-esclavo ofrece un marco de trabajo eficiente y escalable para abordar problemas complejos de optimización en sistemas de gran tamaño. La Ecuación 3.23 mide la igualdad de tensión entre cada uno de los nodos donde se calcula el equivalente Ward para cada área. Si estos nodos presentan igualdad de tensión se tiene equivalencia entre el sistema completo y cada una de las áreas. Esta medición se realiza después de llevar a cabo la optimización de cada una de las áreas [69].

$$(W_{ta}^V - W_{t(a-1)}^V) < \epsilon, \quad t \in [1, 24], \quad a \in [1, A] \quad (3.23)$$

El agente maestro se encarga de gestionar los agentes para que realicen la optimización de cada área, mostrando un ejemplo de tres áreas, como se observa en la Figura 3.1, siguiendo los pasos que se presentan a continuación:

1. El agente maestro toma el sistema completo de interés y calcula el equivalente Ward para cada uno de los 24 períodos del área 1, tomando en cuenta las condiciones operativas iniciales. El cálculo del equivalente se realiza en las barras que permiten la separación del área 1 de las demás áreas. Con este resultado el agente 1 optimiza el área 1.
2. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el área 1 el agente maestro crea para el área 2 los equivalentes Ward para los 24 periodos, que permiten separar el área 2 de las demás áreas y le solicita al agente 2 ajustar y optimizar el área 2.
3. Teniendo en cuenta los resultados del área 1 y 2 el agente maestro calcula los equivalentes Ward de los 24 periodos para el área 3 y solicita al agente 3 ajustar y optimizar el área 3.
4. Se valida el cumplimiento de la Ecuación 3.23; si se cumple la ecuación el agente maestro finaliza el optimizador, en caso contrario vuelve a realizar el mismo procedimiento presente en el ítem 1.

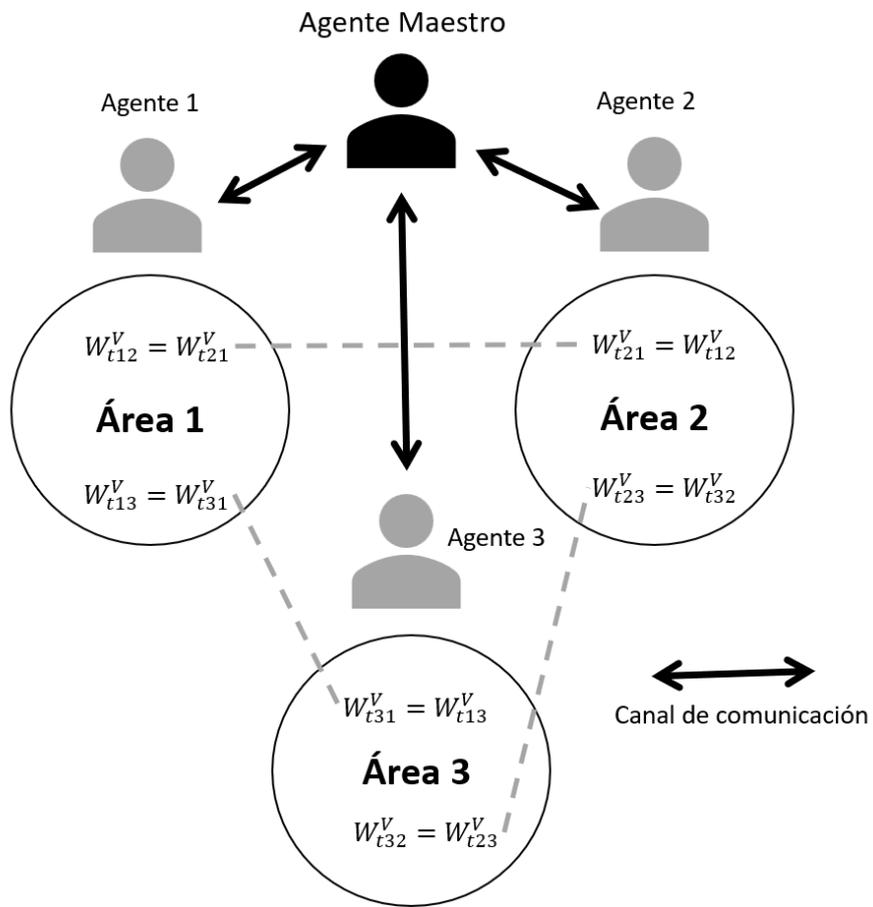


Figura 3.1: Comunicación mediante maestro-agente para la conexión de tres áreas eléctricas

## CAPÍTULO 4

---

### Resultados

---

En este capítulo se presenta la curva de demanda utilizada para el análisis multi-periodo, así como los sistemas evaluados y su correspondiente separación en áreas de control de tensión (multi-área). Se exponen los resultados obtenidos en los nodos pilotos, los cambios en los taps de los transformadores y dispositivos de compensación estática, así como las reservas de potencia reactiva y la evaluación del índice de estabilidad  $Kv$ . Finalmente, se presenta un análisis de sensibilidad realizada al modelo de optimización. Con este capítulo se cumple el objetivo específico *d*: *Evaluar el desempeño del modelo propuesto mediante diferentes análisis de sensibilidad y contrastar los resultados obtenidos.*

## 4.1. Descripción de los sistemas de prueba

La comprobación del modelo de optimización planteado en este trabajo se realiza mediante modelos de prueba presente en la literatura. Para esto se utilizaron los modelos de la IEEE de 39 y 57 barras sin tener en cuenta modelos FACTS. La separación de áreas mediante VCA y la selección de nodos pilotos para los dos sistemas de prueba seleccionados en este trabajo, se realiza tomando en cuenta los resultados obtenidos en los trabajos [11, 9]. El modelamiento contempla el uso del lenguaje de programación Python, mediante el uso de las librerías Pandapower y Pyomo. La librería Pandapower es utilizada para obtener todas las condiciones del sistema de potencia. La librería Pyomo se utiliza para crear el modelo de optimización presentado, su conexión con el solver BONMIN y la búsqueda de soluciones de alta calidad (pero no necesariamente la solución global).

El MA-MP-ORPD contempla la separación de áreas de los sistemas evaluados mediante el equivalente Ward y para cada una de las áreas obtenidas se realiza el análisis multi-périodo, lo que implica dependencia del tiempo y uso de una curva de demanda. La Figura 4.1 muestra el comportamiento de la curva de demanda en porcentaje utilizada para crear los 24 periodos. En este documento, las condiciones de carga se presentan a través de una curva de carga de un día laboral de primavera disponible en [73].

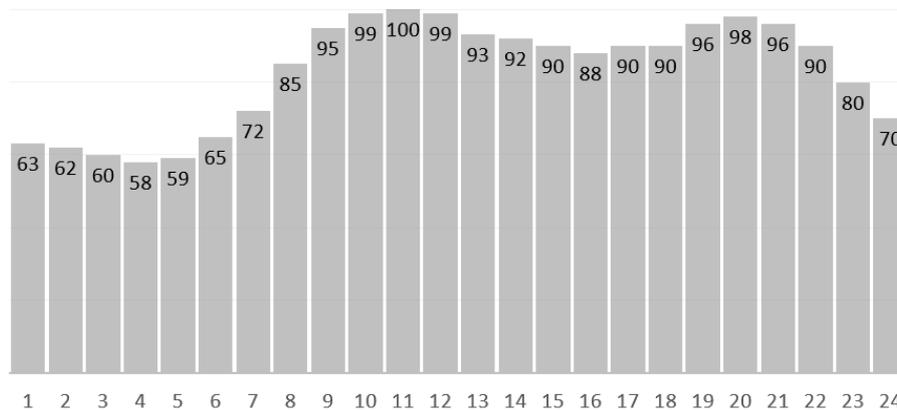


Figura 4.1: Perfil de carga en [%] para los 24 periodos considerados

### 4.1.1. Sistema IEEE 39 barras

Este sistema está compuesto por 39 nodos, 35 líneas y 11 transformadores. A su vez, se incorporan 10 generadores y 21 cargas, los cuales se conectan a las barras para simular la generación y demanda de energía en la red, como lo muestra la Figura 4.2. Adicional, se muestra la separación mediante VCA y la selección de los nodos pilotos. Durante el periodo 11, el sistema alcanza su potencia máxima con un valor de 6254 MW y 1387 MVar, considerando una base de 100 MVA. Las condiciones iniciales son obtenidas a partir de la resolución de un flujo de carga base con la librería PandaPower, donde se encuentran los valores de los taps de los transformadores en la posición neutral.

#### 4.1. Descripción de los sistemas de prueba

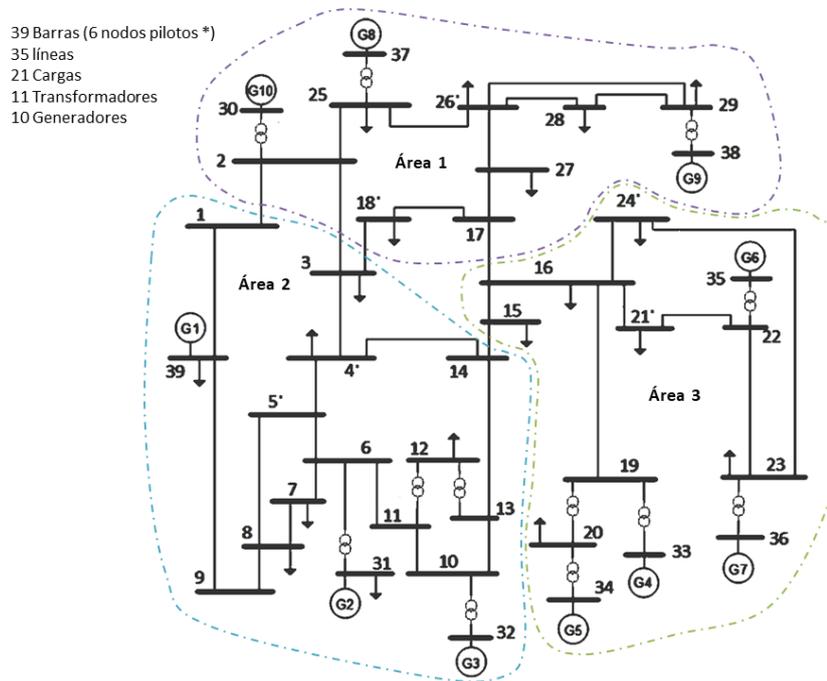


Figura 4.2: Unifilar del sistema IEEE 39 barras con separación de VCA y nodos pilotos por área

El sistema eléctrico se encuentra dividido en tres áreas de control de tensión [11]. Cada área cuenta con dos nodos pilotos encargados de representar y garantizar los perfiles de tensión correspondientes. Los generadores de cada área tienen un set-point establecido entre 0.9 y 1.1 p.u., con el objetivo de regular la tensión del sistema. Adicional, los transformadores presentes en el sistema cuentan con un valor de Tap expresado en por unidad, cuyo rango se ubica entre 0.9 y 1.1 p.u. Esto equivale a un paso de 0.01 p.u. para cada cambio de taps, permitiendo ajustar la relación de transformación y controlar la estabilidad del sistema en términos de tensión.

##### 4.1.2. Sistema IEEE 57 barras

El sistema eléctrico consta de 57 nodos, 65 líneas y 16 transformadores. A su vez, se incorporan 7 generadores y 42 cargas, los cuales se conectan a las barras para simular la generación y demanda de energía en la red como lo muestra la Figura 4.3. Adicional, se muestra la separación mediante VCA y la selección de los nodos pilotos. Durante el periodo 11, el sistema alcanza su potencia máxima con un valor de 1250 MW y 336 MVar, considerando una base de 100 MVA. Las condiciones iniciales son obtenidas a partir de la resolución de un flujo de carga base con la librería PandaPower, donde se encuentran los valores de los taps de los transformadores en la posición neutral.

El sistema eléctrico se encuentra dividido en tres áreas de control de tensión [10]. Cada área cuenta con dos nodos pilotos encargados de representar y garantizar los perfiles de tensión correspondientes. Los generadores de cada área

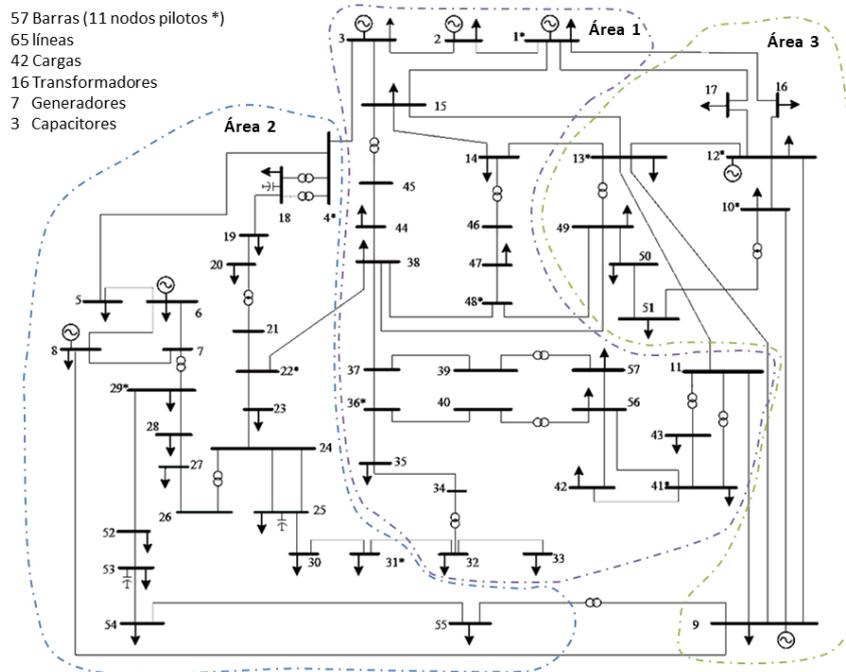


Figura 4.3: Unifilar del sistema IEEE 57 barras con separación de VCA y nodos pilotos por área

tienen un set-point establecido entre 0.9 y 1.1  $p.u.$ , con el objetivo de regular la tensión del sistema. Asimismo, los transformadores presentes en el sistema cuentan con un valor de Tap expresado en por unidad, cuyo rango se ubica entre 0.9 y 1.1  $p.u.$  Esto equivale a un paso de 0.01  $p.u.$  para cada cambio de taps, permitiendo ajustar la relación de transformación y controlar la estabilidad del sistema en términos de tensión. El sistema cuenta con 3 dispositivos tipo Shunt que son compensaciones capacitivas, cada una de 10, 5.9 y 6.3 MVar respectivamente. En el modelo se considera para cada capacitor 4 pasos, en los cuales se divide la cantidad total en MVar de cada dispositivo por 4.

## 4.2. Análisis de Resultados

Los valores de las variables de control para el MA-MP-ORPD en los sistemas de prueba IEEE de 39 y 57 barras se presentan en el Apéndice A.2, que indica las configuraciones para los capacitores, transformadores y voltajes de generación de período a período. Todos los resultados presentados a continuación corresponden a la función objetivo (OF) completa (TQG + TVD + TQD) dado por la Ecuación 3.1. En cada caso de estudio se compara el resultado de la optimización multi-área y multi-periodo (MA-MP-ORPD) con el caso base y para las reservas de potencia reactiva se incluyó la optimización multi-periodo (MP-ORPD) [9] para realizar un análisis comparativo. El caso base representa la condición del sistema en la que solo se ha optimizado la distribución de energía activa; por lo tanto, no hay objetivos relacionados con el punto de ajuste de tensión, ni con la

gestión de energía reactiva en los elementos de compensación y generadores, y parte del sistema presente en la librería PandaPower, por medio de la cual se realiza un flujo de carga. El caso base se toma como referencia para mostrar la diferencia entre el resultado de la optimización MP-ORPD, el resultado de la optimización MA-MP-ORPD y la información de entrada del sistema, lo que permite comprender cómo han cambiado las variables de control.

#### 4.2.1. Sistema IEEE 39 barras

Los perfiles de tensión de los nodos pilotos en cada una de las áreas se presentan en la Figura 4.4. Para cada nodo piloto, se ha definido una curva de referencia a seguir en el control de tensión, y se observa que el optimizador logra mantener el perfil de tensión de los nodos pilotos  $V_{np}$  con las curvas de referencia propuesta  $V_{ref}$ . La forma de los perfiles de tensión propuestos permite desarrollar una estrategia operativa que define un perfil seguro para cada una de las condiciones de demanda y garantizar la estabilidad de tensión del sistema, el cual se encuentra dividido en diferentes áreas operativas.

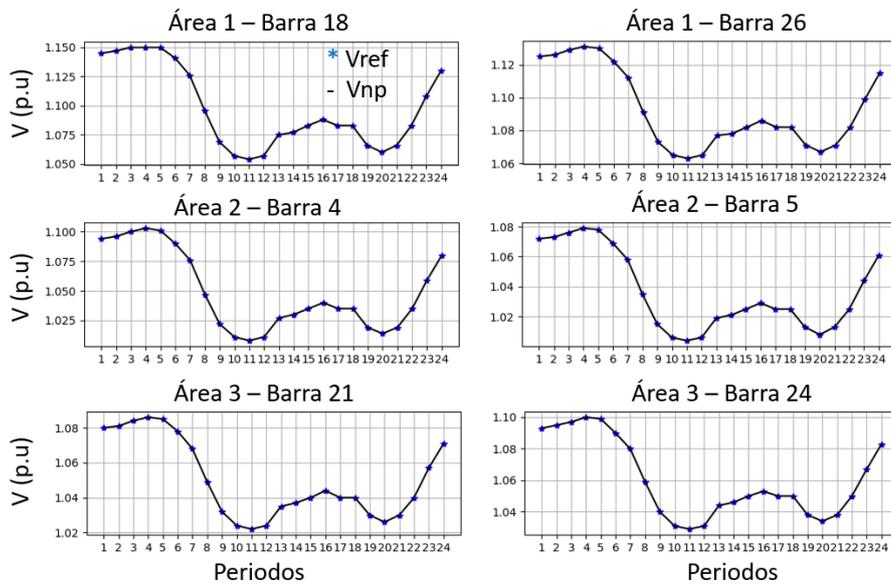


Figura 4.4: Perfil de tensión de los nodos pilotos para las tres VCA en el sistema IEEE 39 barras

Los cambios de taps en los transformadores de cada área se presentan en la Figura 4.5. Cada área cuenta con transformadores y elementos de control de tensión que el optimizador emplea para aumentar los recursos de potencia reactiva. Se consideró la condición de realizar únicamente un movimiento de tap por cada periodo, con el fin de evitar movimientos excesivos que no sean factibles en la operación de estos equipos. Los resultados muestran que el movimiento de taps es una variable que contribuye a un mejor resultado y su uso beneficia los perfiles de tensión del sistema.

El sistema IEEE 39 barras tiene una alta demanda de potencia reactiva, lo que se evidencia en la Figura 4.6, donde las barras rojas representan el

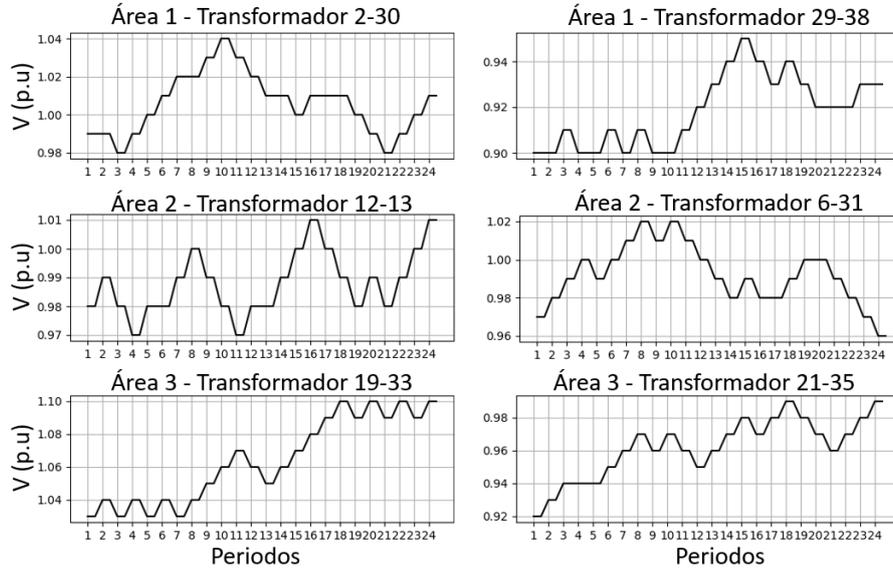


Figura 4.5: Posición de taps de los transformadores (valores expresados en p.u) de las tres VCA en el sistema IEEE 39 barras

caso base del sistema obtenido mediante el flujo de carga utilizando la librería PandaPower. El perfil de demanda utilizado, presentado en la Figura 4.1, muestra que la demanda máxima se encuentra en los periodos cercanos a las horas 11 y 20, lo que implica que las reservas de potencia reactiva para estos periodos son menores. Las barras azules representan los resultados obtenidos con el optimizador MP-ORPD (que se ejecuta en todo el sistema completo y luego se separan los resultados para cada área), donde se observa que se obtienen buenos resultados en comparación con el caso base, ya que para todas las áreas se logra un aumento en las reservas de potencia reactiva. Las barras verdes muestran los resultados del optimizador MA-MP-ORPD en las tres VCA obtenidas del sistema. El modelo multi área muestra un mejor desempeño en el aumento de las reservas de potencia reactiva como se muestra en la Tabla 4.1, donde se observa que para el área 3 se tiene el mayor aumento con un valor de 59%. Esto se debe a que al tener un optimizador que busca maximizar las reservas de potencia reactiva del sistema en cada área, se logra una mayor sensibilidad a las necesidades particulares de cada VCA, que corresponden a las necesidades puntuales presentes en la operación normal de los sistemas eléctricos interconectados.

Tabla 4.1: Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base por cada VCA en el sistema IEEE 39 barras

Área	Caso base [MVar]	MP-ORPD [%]	MA-MP-ORPD [%]
1	18251	10	26
2	7493	32	52
3	9585	41	59

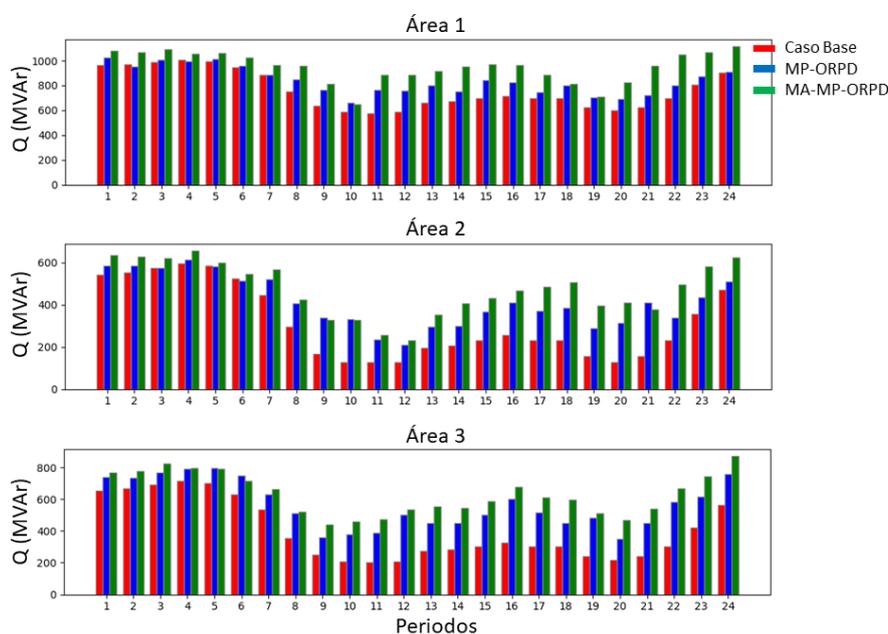


Figura 4.6: Reservas de potencia reactiva de los generadores por VCA en el sistema IEEE 39 barras

En la Figura 4.7 se observa la evaluación del índice de estabilidad presentado en la Ecuación 3.22 para cada nodo diferente a los nodos pilotos. La grafica de tipo boxplot es empleada para observar el comportamiento del índice  $Kv$  de cada nodo de cada VCA en los 24 periodos, utilizando como límites inferiores y superiores respectivamente 0,85 p.u. y 1,15 p.u. (este valor se toma como rango seguro de operación para evaluar el índice presentado). La Figura 4.7 muestra que el índice  $Kv$  aumenta para la mayoría de las barras, lo que indica que el sistema se encuentra alejado de las tensiones críticas. El índice  $Kv$  permite conocer el comportamiento de las tensiones en los diferentes nodos y tomar acciones correctivas que permite mejorar la estabilidad de tensión en el área más impactada

#### 4.2.2. Sistema IEEE 57 barras

En el sistema IEEE de 57 barras, se obtuvieron resultados similares al sistema anterior. En este caso, también se definió un perfil de tensión seguir para cada uno de los nodos pilotos para mantener la estabilidad de tensión del sistema. Los resultados presentados en la Figura 4.8 muestran que se mantienen los perfiles de tensión en los nodos pilotos con respecto a los perfiles base. Se observa que en el área 1 se presentan los menores perfiles de tensión debido a la mayor concentración de demanda alejada de los nodos de generación. Los perfiles de tensión base buscan mantener los perfiles de tensión del sistema en valores seguros que permitan aumentar la estabilidad del sistema.

La Figura 4.9 muestra los cambios de taps en los transformadores más

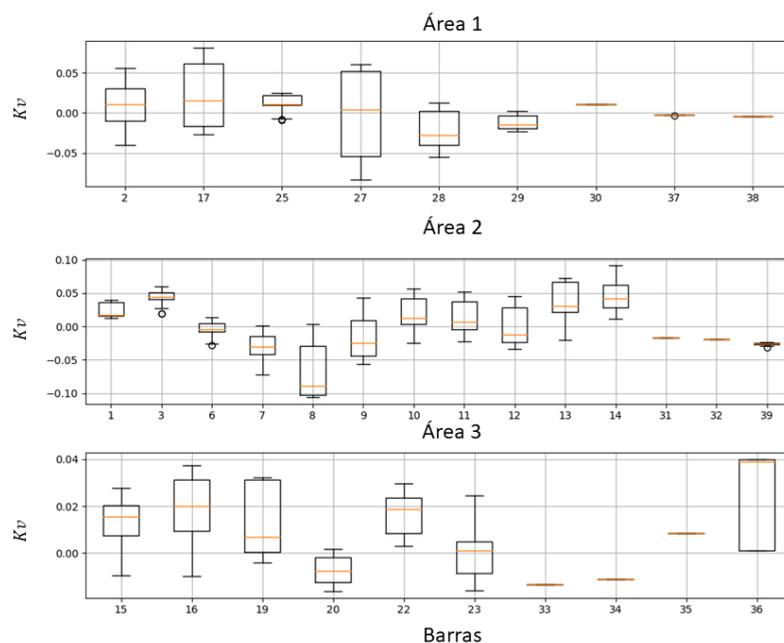


Figura 4.7: índice de estabilidad  $K_V$  de las barras que no pertenecen a los nodos piloto por cada área en el sistema IEEE 39 barras

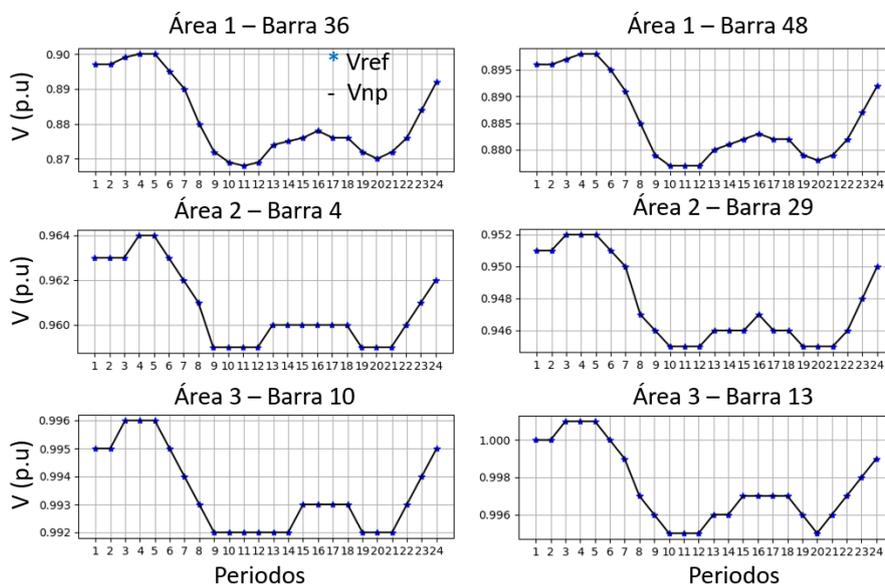


Figura 4.8: Perfil de tensión de los nodos pilotos para las tres VCA en el sistema IEEE 57 barras

## 4.2. Análisis de Resultados

significativos de cada una de las áreas del sistema. En su mayoría, los transformadores se mantuvieron en una sola posición de Tap, como se puede observar en el transformador 15-45 del área 1. En los transformadores presentados, se realizó un cambio de una posición de Tap por periodo y se observan un menor movimiento en cambios de taps en todos los transformadores. Además, se observa que se mantienen en mayor medida los taps en un valor inferior a 1 p.u. En los compensadores capacitivos se observó que para todos los dispositivos y todos periodos se mantiene en un solo paso que corresponde al paso mayor (paso 4), esto debido a que se penaliza el cambio de pasos en estos elementos y al necesitar reactiva en el sistema se opera con estos dispositivos a la mayor capacidad de reactiva que pueden entregar.

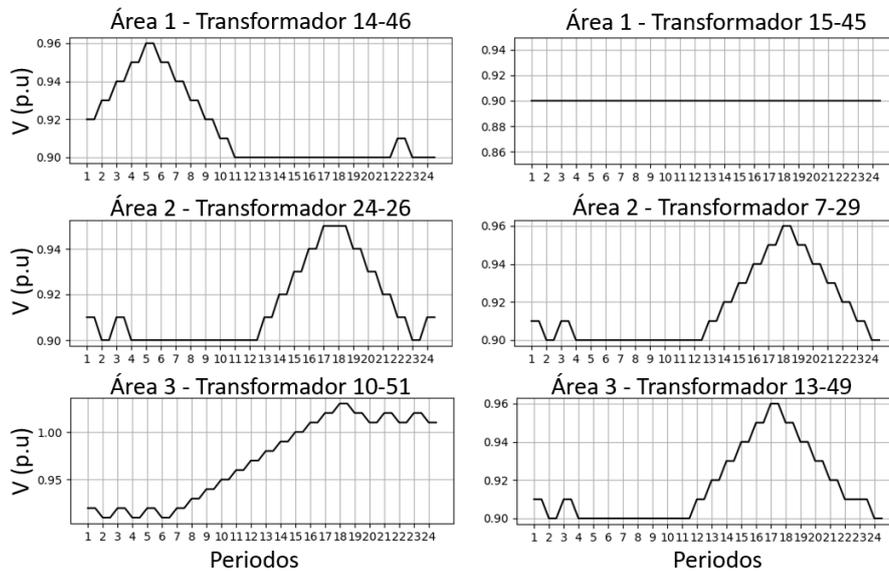


Figura 4.9: Posición de taps de los transformadores (valores expresados en p.u) de las tres áreas en el sistema IEEE 57 barras

Los resultados de la evaluación de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base se muestran en la Figura 4.10, donde se comparan los resultados de la solución del MP-ORPD y MA-MP-ORPD. Se observan que obtienen resultados similares a los presentados en el sistema anterior. En este caso, se observa que ambos casos se presentan buenos resultados al aumentar las reservas de potencia reactiva para todos los periodos en comparación con el caso base. En particular, el modelo de optimización MA-MP-ORPD obtuvo mejores resultados en las tres áreas evaluadas, aunque en algunos periodos el optimizador MP-ORPD tuvo mejor desempeño. En general, considerando la reserva de potencia de todo el día, se tienen más reservas con el modelo MA-MP-ORPD. La Tabla 4.2 muestra los porcentajes de aumento de las reservas de potencia reactiva para cada una de las áreas, donde se evidencia que la optimización multi área presenta los mejores resultados con hasta un 60 % de aumento en el área 3. El mejor desempeño del optimizador multi área se debe, como se informó en el caso anterior, a su capacidad para aumentar las reservas de potencia reactiva por área, centrándose en las necesidades particulares de

## 4.2. Análisis de Resultados

cada parte del sistema para mejorar el sistema global. En sistemas como el de 39 barras y el de 57 barras, el modelo MA-MP-ORPD ofrece mayores beneficios y mayor control de la generación de la potencia reactiva en cada VCA.

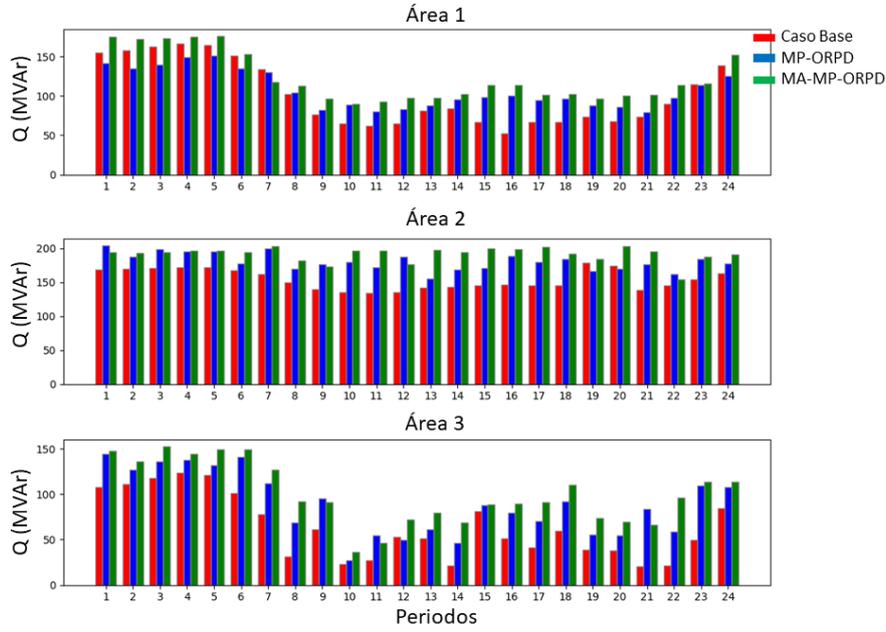


Figura 4.10: Reservas de potencia reactiva de todos los generadores por cada área en el sistema IEEE 57 barras

Tabla 4.2: Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base por cada área en el sistema IEEE 57 barras

Área	Caso base [MVar]	MP-ORPD [%]	MA-MP-ORPD [%]
1	2440	6	20
2	3699	17	24
3	1510	41	57

En la Figura 4.11 se observa la evaluación del índice de estabilidad  $Kv$  presentado en la Ecuación 3.22 para cada nodo diferente a los nodos pilotos, la grafica tipo boxplot muestra que para el sistema de IEEE 57 barras se presenta un aumento del índice  $Kv$  de la mayoría de las barras, lo que implica que el sistema tiene tensiones más alejadas de las tensiones críticas (definidas por los mismos límites utilizados en el sistema IEEE 39 barras) después de realizar la optimización. En el área 1 se presenta para los nodos 2, 3, 14 y 15 una disminución del índice  $Kv$  lo que implica que para estas barras la tensión se encuentra más cerca de la tensión crítica definida.

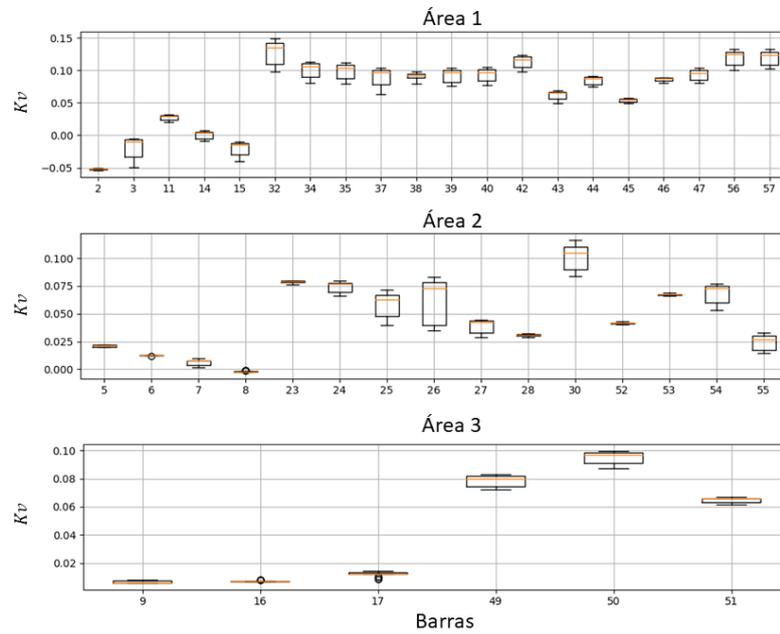


Figura 4.11: índice de estabilidad  $Kv$  de las barras que no pertenecen a los nodos piloto por cada área en el sistema IEEE 57 barras

### 4.2.3. Análisis de Sensibilidad

En el MA-MP-ORPD se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para verificar su capacidad de adaptación a cambios en las condiciones internas del sistema. En la Tabla 4.3 se muestran los resultados del aumento de las reservas de potencia reactiva al iniciar el modelo desde cada una de las tres áreas del sistema, seleccionando un área específica para su resolución. Los resultados obtenidos indican que el modelo no presenta mejor desempeño al iniciarse en un área en particular con respecto a los resultados de dicha área. Esto sugiere que el modelo es capaz de trabajar con diferentes áreas operativas del sistema, las cuales operan conectadas de manera similar al sistema completo, según se evidencia en los resultados.

Tabla 4.3: Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto al caso base iniciando el optimizador en cada VCA en el sistema IEEE 39 barras

Área	Caso base [MVar]	FO Ini. Área 1 [%]	FO Ini. Área 2 [%]	FO Ini. Área 3 [%]
1	2440	26	24	28
2	3699	52	54	51
3	1510	59	62	57

Pot otra parte, en la Tabla 4.4 se presenta el análisis de sensibilidad del parámetro  $\beta_3$ , que multiplica la componente del modelo de optimización TQG presente en la Ecuación 3.4, con el fin de determinar el impacto de aumentar

este valor únicamente para el área 1. Los resultados obtenidos indican que el parámetro  $\beta_3$  no permite un control directo de la cantidad de reservas de potencia reactiva presentes en el área 1, lo que sugiere que la variable modificada únicamente para una de las áreas no controla la cantidad de reactiva en las demás áreas. Por lo tanto, para lograr un control más adecuado de la cantidad de potencia reactiva en cada área, se requiere la incorporación de restricciones específicas en el modelo de optimización para cada área del sistema.

Tabla 4.4: Aumento de las reservas de potencia reactiva con respecto a la variación de  $\beta_3$  solo para el área 1 en el sistema IEEE 39 barras

Área	Caso base [MVar]	$\beta_3=10$ [%]	$\beta_3=100$ [%]	$\beta_3=500$ [%]
1	2440	26.2	27.3	27.7
2	3699	52.4	53.3	51.6
3	1510	59.3	58.3	58.9

Los tiempos de simulación obtenidos con la función objetivo dada por la Ecuación 3.1 para los sistemas de prueba IEEE 39 barras e IEEE 57 barras fueron de 5,6 s y 14.9 s, respectivamente. Además, se realizó una comparativa en el que se incluyó el sistema de optimización MP-ORPD. Los tiempos de cálculo en este experimento fueron de 6,1 s y 17,5 s para IEEE 39 barras e IEEE 57 barras, respectivamente. Esto evidenció que el tiempo de solución para el sistema multi área y el sistema completo (sin separación de áreas) son similares. Las pruebas fueron realizadas en un ordenador personal con AMD Ryzen 5 de 3 GHz y 8 GB de RAM.

## CAPÍTULO 5

---

# Conclusiones y trabajos futuros

---

### 5.1. Conclusiones generales

La literatura revisada muestra que el uso del ORPD en conjunto con el despacho óptimo de potencia activa permite al operador del sistema contemplar escenarios que contribuyen a mantener la operación segura y confiable. Los objetivos del ORPD incluyen la reducción de pérdidas de potencia activa, la mejora de los perfiles de tensión, el aumento de las reservas de potencia reactiva del sistema y la minimización de las maniobras en elementos como transformadores y compensadores estáticos, entre otros. Las diferentes técnicas utilizadas para abordar el problema del ORPD proporcionan flexibilidad para definir modelos de optimización que aborden necesidades específicas.

La solución con técnicas de optimización clásica presentan mejores resultados, pero su implementación requiere un mayor conocimiento del sistema y, por lo tanto, una mayor complejidad en su creación. La solución con técnicas metaheurísticas, aunque menos complejas de crear, presentan en general una menor calidad de solución. La literatura revisada también muestra que la mayoría de los modelos propuestos no cuentan con suficiente detalle, lo que implica que algunos elementos de gran importancia para los flujos de potencia reactiva se omiten o se simplifican excesivamente. Es importante contemplar todos los elementos presentes en los sistemas de potencia para tener modelos que generen una representación matemática acorde a los sistemas reales y se obtengan resultados de gran interés para el operador del sistema.

En este trabajo de investigación se presenta un enfoque adecuado a las necesidades de sistemas de potencia, abordando el problema del MP-ORPD en un sistema de múltiples áreas (enfoque multi área). En la formulación se considera tres componentes principales. El primer componente busca mantener los perfiles de tensión del sistema dentro de los límites operativos seguros, mediante el uso de nodos pilotos definidos para cada área analizada, los cuales se ajustan dinámicamente mediante consignas como los perfiles de tensión de referencia, que se pueden adaptar para cada VCA y escenario operativo considerado. El segundo componente tiene como objetivo minimizar las maniobras realizadas en los dispositivos de compensación estática de potencia reactiva, manteniendo las consignas operativas aplicables en la operación real del sistema y al mismo tiempo, aumentando la expectativa de vida útil de estos dispositivos; esto se logra controlando el número de maniobras diarias. El tercer componente busca aumentar las reservas de potencia reactiva de los generadores

sincrónicos en cada VCA analizada, asegurando una respuesta adecuada frente a eventos de perturbación en el sistema que produzca un incremento en el consumo de la potencia reactiva de un área determinada.

La característica principal del modelo propuesto MA-MP-ORPD radica en su capacidad para abordar sistemas eléctricos complejos separados por áreas de control de tensión, para las cuales se busca mantener un nivel adecuado de la reserva de la potencia reactiva operando de forma óptima la fuentes de suministro de la potencia reactiva en cada VCA. Para considerar la variación de la demanda del sistema en un horizonte de tiempo determinado (24 horas) se aborda el MP-ORPD en cada una de estas áreas. Esto permite resolver el modelo de optimización en sistemas reducidos; es decir, por VCA, pero conectados. Lo anterior genera resultados que satisfacen las necesidades de los sistemas completos, como se evidencia en los resultados de las diversas pruebas realizadas en los modelos de prueba IEEE-39 y IEEE-57 barras.

Los resultados de las pruebas muestran que se obtiene una minimización del número de maniobras en elementos de compensación estática y que se mantienen las restricciones que limitan realizar un cambio en los taps de transformadores entre un período a otro. Esto significa un beneficio económico a los propietarios de los equipos al evitar desgaste excesivo y preservar su vida útil. Adicionalmente, el uso de nodos pilotos garantiza un perfil de tensión adecuado en todas las áreas, una reducción el tiempo de convergencia y un mayor control de tensión. Se utilizó el índice de estabilidad  $Kv$ , que mide la proximidad de los nodos a un valor crítico de tensión, para analizar el impacto en la operación del sistema. Los resultados muestran que, para los nodos distintos a los nodos pilotos, no se presenta un impacto significativo que pueda afectar la operación estable del sistema. Además, se valida que este índice, después de realizar la optimización, no presenta cambios significativos que puedan ocasionar una operación en escenarios no estables. El tiempo utilizado para la convergencia es de 5.6 segundos y 14.9 segundos para los sistemas IEEE-39 y IEEE-57 barras, respectivamente, lo que permite concluir que el modelo es adecuado para ser integrado en los análisis que realizan los operadores de red en la planeación de mediano y corto plazo.

## 5.2. Trabajos futuros

Los resultados obtenidos en esta investigación representan un avance significativo en el campo de los modelos MA-MP-ORPD. No obstante, se identificaron algunas condiciones adicionales que deben ser abordados en futuras investigaciones, entre los cuales se destacan los siguientes:

- Implementar un modelo MP-ORPD o MA-MP-ORPD que aborde de forma metódica el análisis multi-objetivo definiendo modelos de optimización adaptados para este fin.
- Implementar un modelo MP-ORPD o MA-MP-ORPD que incluya en la función objetivo una meta que evalúe la estabilidad de tensión.
- Realizar un análisis comparativo de algunos métodos de división de áreas de control que tengan en cuenta la incertidumbre en la demanda y cambios topológicos cuando se realiza la delimitación de VCA.

- Explorar la posibilidad de paralelización para reducir el tiempo de cálculo, dividiendo el problema en tareas más pequeñas que se ejecutan simultáneamente en múltiples procesadores o núcleos de procesamiento. Esto puede acelerar significativamente el tiempo de cálculo y mejorar la eficiencia en la resolución del problema.
- Utilizar algoritmos de programación dinámica especializados, que permitan dividir el problema en subproblemas más pequeños y resolverlos, buscando una solución óptima para el problema original. Al utilizar este enfoque, se pueden evitar cálculos innecesarios y reducir la complejidad computacional del problema, lo que a su vez puede ahorrar tiempo y recursos.
- Evaluar e implementar el modelo MA-MP-ORPD en sistemas más grandes y complejos, con el objetivo de validar si la división en áreas de control de tensión beneficia la resolución del modelo y permite encontrar soluciones factibles en tiempos de cómputo adecuados.
- Considerar restricciones de seguridad mediante contingencias N-1; además, integrar generación no convencional y agregar incertidumbre en la generación y la demanda.

# APÉNDICE A

---

## Anexo A

---

### A.1. Diseño del MA-MP-ORPD

El modelo de optimización MA-MP-ORPD se realizó mediante el lenguaje de programación Python usando las librerías Pandapower para toda la información del sistema eléctrico y Pyomo para realizar el modelo de optimización. A continuación, se detallan estas dos librerías.

#### A.1.1. Modelamiento en Python con Pandapower

El lenguaje de programación Python permite modelar y simular sistemas eléctricos de potencia, una de las librerías más populares en este campo es Pandapower [74], una herramienta de código abierto, fácil de usar para modelado, análisis y optimización de sistemas eléctricos con un alto grado de automatización. En Pandapower se pueden encontrar los modelos de varios sistemas del a IEEE como el sistema de 9, 39, 57 y 118 barras entre otros, esto permite tener un caso base para realizar análisis detallados enfocados en estos sistemas. Algunas de las características más importantes de Pandapower incluyen la capacidad de modelar redes eléctricas de alta y baja tensión, incluyendo subestaciones y transformadores, y la capacidad de simular y analizar flujos de potencia y cortocircuitos. Pandapower también permite la implementación de diferentes estrategias de control de energía, como el control de tensión y la regulación de la frecuencia, así como la simulación de fallas y la identificación de elementos críticos en la red eléctrica.

En la Figura A.1 se presenta un ejemplo del uso de la librería Pandapower, donde se usa el sistema de prueba IEEE de 9 barras, se corre un flujo de carga y se imprime los valores resultados de las tensiones en los nodos y cargabilidades de las líneas.

#### A.1.2. Modelamiento en Python con Pyomo

El lenguaje de programación Python permite modelar funciones de optimización y conectar con diferentes solvers usados comúnmente con software como GAMS. una de las librerías más populares para realizar el modelamiento de problemas de optimización exacta es Pyomo [75], un paquete de software de código abierto basado en Python que admite una amplia variedad de capacidades de optimización para formular, resolver y analizar modelos de optimización. Pyomo admite una amplia gama de tipos de problemas, incluyendo:

```

1 import pandapower.networks as nw
2 import pandapower as pp
3
4 # Cargar la red IEEE 9-barras
5 net = nw.case9()
6
7 # Resolver el flujo de potencia
8 pp.runpp(net)
9
10 # Imprimir los resultados
11 print(net.res_bus)
12 print(net.res_line)

```

Figura A.1: Ejemplo de código realizado en Pandapower

- Programación lineal
- Programación cuadrática
- Programación no lineal
- Programación lineal entera mixta
- Programación cuadrática entera mixta
- Programación no lineal entera mixta
- Programación estocástica
- Programación disyuntiva generalizada
- Ecuaciones algebraicas diferenciales
- Programación bicriterio
- Programas matemáticos con restricciones de equilibrio

El siguiente problema de optimización puede ser modelado con Pyomo y resuelto usando los solver disponibles, en este caso se usa el solver *glpk*.

$$\begin{aligned}
 &\text{Maximizar: } 3x + 5y \\
 &\text{Sujeto a: } 2x + y \leq 5 \\
 &\quad \quad \quad x + 3y \leq 8 \\
 &\quad \quad \quad x, y \geq 0
 \end{aligned}$$

En la Figura A.2 se presenta el código en Pyomo del modelo realizado del problema anterior. Primero se carga la librería Pyomo, se crean las variables,  $x$  y  $y$ , se crea la función objetivo y las restricciones asociadas, luego se resuelve con el solver *glpk* y se presentan los resultados.

### A.1.3. Modelo MA-MP-ORPD

El modelo MA-MP-ORPD permite para un sistema de interés obtener las áreas del sistema y optimizar para cada una de ellas mediante un sistema multi agente, para entender mejor el funcionamiento de este modelo, se presenta los pasos de ejecución del modelo de optimización.

```

1  import pyomo.environ as pyo
2
3  # Crear un modelo de Pyomo
4  modelo = pyo.ConcreteModel()
5
6  # Definir variables
7  modelo.x = pyo.Var(within=pyo.NonNegativeReals)
8  modelo.y = pyo.Var(within=pyo.NonNegativeReals)
9
10 # Definir la función objetivo
11 modelo.obj = pyo.Objective(expr=3 * modelo.x + 5 * modelo.y, sense=pyo.maximize)
12
13 # Definir las restricciones
14 modelo.restriccion1 = pyo.Constraint(expr=2 * modelo.x + modelo.y <= 5)
15 modelo.restriccion2 = pyo.Constraint(expr=modelo.x + 3 * modelo.y <= 8)
16
17 # Resolver el problema
18 solver = pyo.SolverFactory('glpk')
19 resultado = solver.solve(modelo)
20
21 # Imprimir los resultados
22 print("Valor de x = ", pyo.value(modelo.x))
23 print("Valor de y = ", pyo.value(modelo.y))
24 print("Valor de la función objetivo = ", pyo.value(modelo.obj))

```

Figura A.2: Ejemplo de código realizado en Pyomo

### A.1.3.1. Preparación del optimizador

Los datos ingresados en el optimizador son obtenidos por medio de la librería Pandapower, esta librería tiene los modelos de varios sistemas de prueba que son utilizados como base para el optimizador. Para obtener la inicialización del sistema se siguen los siguientes pasos.

1. Se carga el sistema de interés mediante la librería de Pandapower, con este modelo se obtiene la cantidad de elementos presentes en el sistema.
2. Para cada uno de los elementos en el sistema se obtiene los valores que tienen en la representación de Pandapower, esto quiere decir que, para todos los elementos se obtiene los parámetros que se usaron para su modelamiento (distancias líneas, capacidad de las líneas, taps de Transformadores, capacidad de generadores, entre otros).
3. Mediante Pandapower se corre un flujo de carga y se obtiene las condiciones iniciales del sistema. Valores en tensión de barras, despachos de generación, flujos por las líneas en potencia activa y reactiva, entre otros.
4. Creación del equivalente Ward para cada una de las áreas de interés, este equivalente depende de las condiciones del sistema y se debe calcular para cada uno de los 24 periodos evaluados. Este equivalente se calcula para cada una de las barras que permite separar el sistema completo en áreas.
5. Creación de los optimizadores mediante Pyomo para cada una de las áreas de interés, a estas áreas se le agrega la variable del equivalente Ward que permite mantener equivalencia con el sistema completo.

## A.2. Datos de los flujos en los sistemas de prueba

### A.1.3.2. Ejecución del optimizador

La ejecución del optimizador se lleva a cabo a través del sistema multiagente explicado en la Sección 3.6. La Figura A.3 ilustra el proceso de ejecución del optimizador, considerando la contribución del agente maestro y los agentes esclavos para cada una de las áreas. En este optimizador se emplearon las variables  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  y  $\beta_3$  como 3E2, 1E-2 y 1E1 respectivamente para el sistema IEEE-39 barras y  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  y  $\beta_3$  como 3E4, 1E-1 y 1E1 respectivamente para el sistema IEEE-57 barras. En esta ejecución se incluye además de la Ecuación 3.23, la Ecuación A.1 en el diagrama, lo cual evita que el optimizador quede atrapado en un bucle infinito. El flujo muestra que el agente maestro obtiene el modelo inicial descrito previamente y luego ejecuta el optimizador en cada agente esclavo para cada una de las áreas. Esto permite obtener un sistema multiárea equivalente al sistema completo gracias al equivalente Ward.

$$Iter \leq Iter_{max} \quad (A.1)$$

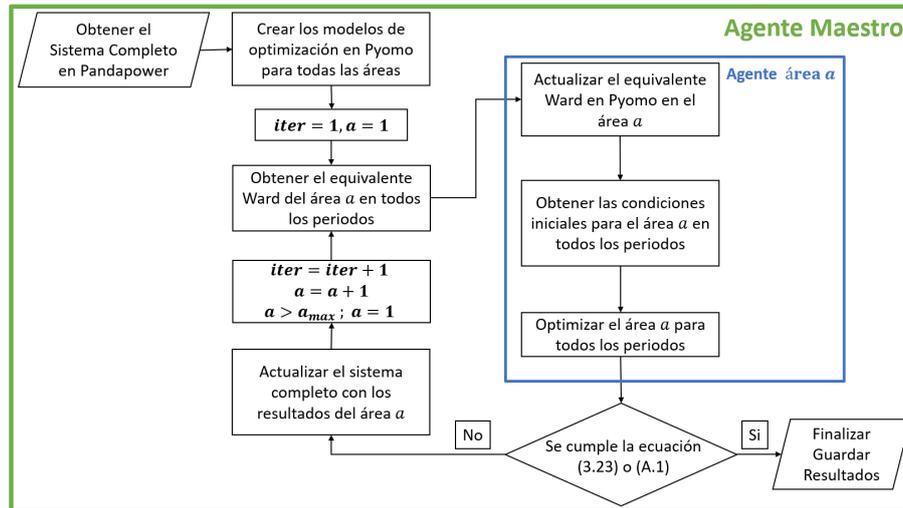


Figura A.3: Diagrama de flujo del MA-MP-ORPD

## A.2. Datos de los flujos en los sistemas de prueba

Tabla A.1: Resultado de los taps en los transformadores en el sistema IEEE-39 barras

Trafo	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2-30	0.91	0.9	0.91	0.92	0.93	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.96	0.95	0.94	0.93	0.94
25-37	0.96	0.97	0.98	0.99	0.98	0.99	1.0	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07	1.06	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	1.0	0.99	1.0	1.01
29-38	1.07	1.08	1.09	1.1	1.09	1.1	1.09	1.08	1.07	1.06	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	1.0	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	1.0	1.01	1.02
6-31	0.97	0.98	0.99	1.0	0.99	1.0	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.0	0.99	0.98	0.99	0.98	0.98	0.99	1.0	1.0	0.99	0.98	0.97	0.96
10-32	0.98	0.99	0.98	0.97	0.98	0.98	0.99	1.0	0.99	0.98	0.97	0.98	0.98	0.99	1.0	1.01	1.0	0.99	0.98	0.99	0.98	0.99	1.0	1.01
11-12	0.91	0.9	0.9	0.91	0.92	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9	0.9	0.91	0.92	0.91	0.9
19-20	0.91	0.9	0.91	0.92	0.92	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1.0	1.01	1.0	0.99
20-34	0.91	0.9	0.91	0.92	0.92	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1.0	1.01	1.0	0.99
22-35	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.91	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.9	0.91	0.9	0.91	0.9

## A.2. Datos de los flujos en los sistemas de prueba

Tabla A.2: Resultado de los set-point en los generadores en el sistema IEEE-39 barras

Gen	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$G_{30}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{32}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{33}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{34}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{35}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{36}$	1.012	1.012	1.012	1.013	1.013	1.011	1.005	1.007	1.009	1.01	1.011	1.01	1.009	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.009	1.01	1.009	1.008	1.006
$G_{37}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{38}$	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
$G_{39}$	1.027	1.029	1.032	1.037	1.035	1.024	1.017	1.015	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	

Tabla A.3: Resultado de los taps en los transformadores en el sistema IEEE-57 barras

Trafo	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
32-34	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
11-41	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
15-45	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
14-46	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.91	0.9	0.9
11-43	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
40-56	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
39-57	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
25-30	0.91	0.9	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.91	0.9
24-26	0.91	0.9	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.9	0.91
7-29	0.91	0.9	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.9
10-51	0.92	0.91	0.92	0.91	0.92	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01

Tabla A.4: Resultado de los set-point en los generadores en el sistema IEEE-57 barras

Gen	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$G_1$	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.004	1.004	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.005	1.005	1.005	1.004	1.004	1.003
$G_2$	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.001	0.999	0.999	0.999	0.999	1.001	1.001	1.002	1.003	1.002	1.002	1.0	1.0	1.0	1.002	1.004
$G_3$	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.998	0.998
$G_4$	1.0	1.0	0.999	0.999	0.999	1.0	1.0	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.003	1.0
$G_5$	1.007	1.008	1.008	1.008	1.008	1.007	1.006	1.005	1.004	1.003	1.003	1.003	1.004	1.004	1.005	1.005	1.005	1.005	1.004	1.003	1.004	1.005	1.006	1.007
$G_{12}$	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015

Tabla A.5: Resultado de los pasos en las compensaciones capacitivas con un máximo de 4 pasos (Barra 18 de 10 MVar, 25 de 5.9 MVar y 53 de 5.3 MVar) en el sistema IEEE-57 barras

Shunt	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Bus 18	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Bus 25	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Bus 53	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

---

## Bibliografía

---

- [1] D. Echeverria, V. Flores, W. Villa, and J. Cepeda, “Identificación de Áreas de control de voltaje en el sistema nacional interconectado de ecuador utilizando minería de datos,” *Revista Técnica Energía*, vol. 13, 01 2017.
- [2] E.-D. Dinu, D. Ilişiu, I. Făgărăşan, S. S. Ilescu, and N. Arghira, “Voltage — reactive power control in renewables power plants: Technical requirements applied in the romanian power grid,” pp. 1–5, 2016.
- [3] M. Alonso M., “Gestión Óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica.” *Leganés.*, 2010.
- [4] G. Sergio, “Methods, optimal reactive dispatch through interior point.” *IEEE*, 11., 1994.
- [5] K. Oureilidis, “Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers.” *Energies.*, 2020.
- [6] C. d. CREG, “GestiÓN del flujo de potencia reactiva documento,” *CREG-0 1 8 MARZO 8 DE 2005. Bogota.*, 2005.
- [7] A. Rabiee and M. Parniani, “Optimal reactive power dispatch using the concept of dynamic var source value,” pp. 1–5, 2009.
- [8] D. Gutierrez Rojas, J. Lopez Lezama, and W. Villa, “Metaheuristic techniques applied to the optimal reactive power dispatch: a review,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 5, pp. 2253–2263, 2016.
- [9] J. A. Morán-Burgos, J. E. Sierra-Aguilar, W. M. Villa-Acevedo, and J. M. López-Lezama, “A multi-period optimal reactive power dispatch approach considering multiple operative goals,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 18, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/18/8535>
- [10] C. R. . V. F. Delio, G., “Metodología para el análisis de estabilidad de tensión mediante la división de redes en áreas de control.” *Obtenido de UNAL: https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/21804?show=full*, 2014.
- [11] W. M. Villa-Acevedo, J. M. López-Lezama, D. G. Colomé, and J. Cepeda, “Long-term voltage stability monitoring of power system areas using a kernel extreme learning machine approach,” *Alexandria Engineering*

- 
- Journal*, vol. 61, no. 2, pp. 1353–1367, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016821003781>
- [12] W. M. Villa-Acevedo, J. M. López-Lezama, and J. A. Valencia-Velásquez, “A novel constraint handling approach for the optimal reactive power dispatch problem,” *Energies*, vol. 11, no. 9, 2018. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/9/2352>
- [13] M. P. A. Rabiee, “Voltage security constrained multi-period optimal reactive power flow using benders.” *IEEE.*, 2013.
- [14] M. Sabir, A. Ahmad, A. Ahmed, S. Siddique, and U. A. Hashmi, “A modified inertia weight control of particle swarm optimization for optimal reactive power dispatch problem,” in *2021 International Conference on Emerging Power Technologies (ICEPT)*, 2021, pp. 1–6.
- [15] T. Ibrahim, A. Del Rosso, S. Guggilam, K. Dowling, and M. Patel, “Epriva: Optimal reactive power dispatch tool,” in *2022 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2022, pp. 1–5.
- [16] A. Rabiee and M. Parniani, “Voltage security constrained multi-period optimal reactive power flow using benders and optimality condition decompositions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 696–708, 2013.
- [17] J. L. . W. V. Daniel, G., “Metaheuristic techniques applied to the optimal reactive power dispatch: A review.” *IEEE.*, 2016.
- [18] S. M. Mohseni-Bonab, A. Rabiee, B. Mohammadi-Ivatloo, S. Jalilzadeh, and S. Nojavan, “A two-point estimate method for uncertainty modeling in multi-objective optimal reactive power dispatch problem,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 75, pp. 194–204, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515003464>
- [19] A. R.-I. S. M. Mohseni-Bonab, “Probabilistic multi objective optimal reactive power dispatch considering load uncertainties using monte carlo simulations.” *Joape*, 2015.
- [20] M. V. A. Rabiee, “Optimal reactive power dispatch for improving voltage stability margin using a local voltage stability index.” *Energy Convers. Manag.*, 2012.
- [21] Y. Phulpin, “Coordination of reactive power scheduling in a multi-area power system operated by independent utilities.” *Georgia Institute of Technology.*, 2009.
- [22] A. K. A. Lashkar Ara, “Optimal reactive power flow using multi-objective mathematical programming.” *ScienceDirect*, 2012.
- [23] T. Wu, Ma, “Power system optimal reactive power dispatch using evolutionary programming,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1243–1249, 1995.

- 
- [24] N. H. Khan, Y. Wang, D. Tian, M. A. Z. Raja, R. Jamal, and Y. Muhammad, "Design of fractional particle swarm optimization gravitational search algorithm for optimal reactive power dispatch problems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 146 785–146 806, 2020.
- [25] U. Can and B. Alatas., "Physics based metaheuristic algorithms for global optimization," *aiscience.*, 2015.
- [26] A. B. F. Laouafi, "A hybrid formulation between differential evolution and simulated annealing algorithms for optimal reactive power dispatch." *Telkomnika (Telecommunication Comput. Electron. Control).*, 2018.
- [27] D. O. Sidea, I. I. Picioroaga, A. M. Tudose, C. Bulac, and I. Tristiu, "Multi-objective particle swarm optimization applied on the optimal reactive power dispatch in electrical distribution systems," pp. 413–418, 2020.
- [28] A. S.-B.-A. M. Martinez-Rojas, "Reactive power dispatch in wind farms using particle swarm optimization technique and feasible solutions search." *Appl. Energy.*, 2011.
- [29] A. Abou El-Ela, A. Kinawy, R. El-Sehiemy, and M. Mouwafi, "Optimal reactive power dispatch using ant colony optimization algorithm," *Electrical Engineering*, vol. 93, pp. 103–116, 06 2011.
- [30] G. Y. K. Rayudu, "Artificial bee colony algorithm for optimal reactive power dispatch to improve voltage stability." *IEEE*, 2016.
- [31] A. B. B. S. Rao, "Solving multi objective orpd problem using ais based clonal selection algorithm with upfc," *Electrical Systems Systems.*, 2017.
- [32] M. Mokari and M. H. Moradi, "Security constraint optimal reactive power dispatch under uncertainty in a wind integrated power system," pp. 1–6, 2020.
- [33] M. H. Hassan, S. Kamel, M. A. El-Dabah, T. Khurshaid, and J. L. Domínguez-García, "Optimal reactive power dispatch with time-varying demand and renewable energy uncertainty using rao-3 algorithm," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 23 264–23 283, 2021.
- [34] A. Gabash and P. Li, "Active-reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2026–2035, 2012.
- [35] Z. S. . L.-K. Abdullah, W., "Genetic algorithm for optimal reactive power dispatch." *IEEE*, 1998.
- [36] Y. Liu, P. Zhang, and X. Qiu, "Optimal reactive power and voltage control for radial distribution system," vol. 1, pp. 85–90 vol. 1, 2000.
- [37] E. A. B. F.-. M. M. Metwallyt, M., "Optimal allocation of facts devices in power system using genetic algorithms." *IEEE, 4.*, 2008.
- [38] P. Panthagani and R. S. Rao, "Kgm0 for multi-objective optimal allocation of svc and reactive power dispatch," pp. 365–369, 2017.

- [39] C.-R. Chen, C.-Y. Lee, Y.-F. Hsu, and H.-W. Chao, "Optimal reactive power dispatch of power systems using a modified genetic algorithm," vol. 2, pp. 1266–1269 Vol.2, 2004.
- [40] H. Nguyen, H. Mohsenian-Rad, A. Khodaei, and Z. Han, "Decentralized reactive power compensation using nash bargaining solution," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 1–10, 11 2015.
- [41] S. Kamel, S. Abdel-Fatah, M. Ebeed, J. Yu, K. Xie, and C. Zhao, "Solving optimal reactive power dispatch problem considering load uncertainty," pp. 1335–1340, 2019.
- [42] Q. Li, Q. Cao, and Y.-J. Zhang, "Robust optimal reactive power dispatch against line parameters uncertainty," pp. 3729–3733, 11 2018.
- [43] A. F. Mohamad Nor, M. Sulaiman, A. F. Abdul Kadir, and R. Omar, "Determining voltage stability margin values by measuring the hypotenuse under pv and qv curves," *International Journal of Electrical Engineering and Applied Sciences (IJEAS)*, vol. 1, no. 1, p. 25–30, Apr. 2018. [Online]. Available: <https://ijeeas.utm.edu.my/ijeeas/article/view/3901>
- [44] Q. Yun, X. Jian, S. Yuanzhang, H. Lei, C. Ting, and X. Hao, "Application analysis on voltage stability index based on the short-circuit capacity in hubei power grid," 03 2012, pp. 1–4.
- [45] F. A. Althowibi and M. W. Mustafa, "On-line voltage collapse indicator for power systems," in *2010 IEEE International Conference on Power and Energy*, 2010, pp. 408–413.
- [46] B. Leonardi and V. Ajjarapu, "An approach for real time voltage stability margin control via reactive power reserve sensitivities," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 615–625, 2013.
- [47] B. Gao, G. Morison, and P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1529–1542, 1992.
- [48] V. Terzija, G. Valverde, D. Cai, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. M. Begovic, and A. Phadke, "Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 80–93, 2011.
- [49] A. Chebbo, "Voltage collapse proximity indicator: behaviour and implications," *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, vol. 139, pp. 241–252(11), May 1992. [Online]. Available: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-c.1992.0037>
- [50] P. Kessel and H. Glavitsch, "Estimating the voltage stability of a power system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 1, no. 3, pp. 346–354, 1986.
- [51] F. A. Sanz, J. M. Ramirez, and R. E. Correa, "Statistical estimation of power system vulnerability," in *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, 2013, pp. 1–6.

- [52] Y. Kataoka, M. Watanabe, and S. Iwamoto, "A new voltage stability index considering voltage limits," in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, pp. 1878–1883.
- [53] S. M. P-Londoño, G. Olivar-Tost, and J. J. Mora, "Una propuesta de clasificación para los índices de estabilidad de tensión," *Ingeniería y competitividad*, vol. 16, pp. 115 – 130, 12 2014. [Online]. Available: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0123-30332014000200011&nrm=iso](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-30332014000200011&nrm=iso)
- [54] H. S. Salama and I. Vokony, "Voltage stability indices—a comparison and a review," *Computers Electrical Engineering*, vol. 98, p. 107743, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045790622000544>
- [55] C. C. Y. P.-K. Y. W. . X. G. Liu, F., "Hybrid immune genetic method for dynamic reactive power optimization. international conference on power system technology." *IEEE*, 2006.
- [56] D. C. L. A. Tamayo, W. M. Villa-Acevedo, and J. A. M. LÃ-Lezama, "Despacho óptimo de potencia reactiva considerando un abordaje multiperiodo," *InformaciÃtecnolÃ*, vol. 32, pp. 179 – 190, 12 2021. [Online]. Available: [http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642021000600179&nrm=iso](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642021000600179&nrm=iso)
- [57] R. Schlueter, "A voltage stability security assessment method," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1423–1438, 1998.
- [58] W. M. Villa, J. L. Rueda, S. Torres, and W. H. Peralta, "Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration," in *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (TD-LA)*, 2012, pp. 1–7.
- [59] G. Taylor, M. Rashidinejad, Y.-H. Song, M. Irving, M. Bradley, and T. Williams, "Algorithmic techniques for transition-optimised voltage and reactive power control," vol. 3, pp. 1660–1664 vol.3, 2002.
- [60] T. Ibrahim, T. T. D. Rubira, A. D. Rosso, M. Patel, S. Guggilam, and A. A. Mohamed, "Alternating optimization approach for voltage-secure multi-period optimal reactive power dispatch," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 5, pp. 3805–3816, 2022.
- [61] W. V.-J. C. D.E. Echeverría, V.M. Flores, "Metodología de gestión de potencia reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia descentralizados." *UNAL*, 2014. [Online]. Available: <http://bdigital.unal.edu.co/12748/1/70954280.2014.pdf>
- [62] N. A. Daher, I. Mougharbel, M. Saad, H. Y. Kanaan, and D. Asber, "Pilot buses selection based on reduced jacobian matrix," in *2015 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, 2015, pp. 1–7.

- 
- [63] G. Grigoras, B.-C. Neagu, F. Scarlatache, and R. C. Ciobanu, "Identification of pilot nodes for secondary voltage control using k-means clustering algorithm," in *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2017, pp. 106–110.
- [64] N. Shahidehpour, Deeb, "Cross decomposition for multi-area optimal reactive power planning." *IEEE.*, 1993.
- [65] T. G. N.-. P. J. A. Henriques, R. M., "Determining voltage control areas in large scale power systems based on eigenanalysis of the qv sensitivity matrix." *IEEEExplore.*, 2021.
- [66] S. A. . S.-A. Statsangi, S., "Voltage control areas for reactive power management using clustering approach in deregulated power system." *IEEEExplore.*, 2011.
- [67] Z. wen Liu, M. bo Liu, and W. bo Xia, "Comparison of multi-area reactive power optimization parallel algorithm based on ward and rei equivalent," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1580–1589, 2012, 2011 2nd International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE). [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211045565>
- [68] Z.-w. Liu and M.-b. Liu, "Distributed reactive power optimization computing in multi-area power systems using ward equivalent," in *2010 International Conference on Electrical and Control Engineering*, 2010, pp. 3659–3663.
- [69] H. V. Pham, S. N. Ahmed, and I. Erlich, "Multi-agent system based solution of the optimal reactive power dispatch problem in autonomously operated multi-area systems," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, pp. 1–6.
- [70] L. Tang and M. C. Ferris, "Collection of power flow models: Mathematical formulations," 2015.
- [71] Z.-w. Liu, M.-b. Liu, and W.-b. Xia, "Comparison of multi-area reactive power optimization parallel algorithm based on ward and rei equivalent," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1580–1589, 12 2012.
- [72] Y. Muhammad, R. Khan, M. A. Z. Raja, F. Ullah, N. I. Chaudhary, and Y. He, "Solution of optimal reactive power dispatch with facts devices: A survey," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 2211–2229, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720312506>
- [73] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, and C. Singh, "The iee reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [74] P. Company. (2023) Pandapower python library. [Online]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.11.1/index.html>

- [75] S. N. Laboratories. (2023) Pyomo python library. [Online]. Available: <http://www.pyomo.org/>