



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Metodología de gestión de potencia reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia descentralizados**

**Nelson Enrique Gómez Ramírez**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática  
Medellín, Colombia  
2014



# **Metodología de gestión de potencia reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia descentralizados**

**Nelson Enrique Gómez Ramírez**

Trabajo final de maestría como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica**

Director (a):

Ph. D. Rosa Elvira Correa Gutiérrez

Codirector (a):

Ph. D. Francisco Javier Vargas Marín

Línea de Investigación:

Sistemas de Potencia

Grupo de Investigación:

Tecnologías Aplicadas GITA

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2014



*(Dedicatoria o lema)*

*A mi hija Isabela y a mi esposa Paula Andrea  
porque son el motor de mi vida.*



## **Agradecimientos**

A la Dra. Rosa Elvira Correa Gutiérrez y al Dr. Francisco Javier Vargas por el apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo.

A X.M. S.A. ESP, en especial al Dr. Oscar José Arango, Director Coordinación de la Operación, por brindarme todo el apoyo necesario para terminar mis estudios.



## Resumen

La gestión de potencia reactiva es una de las tareas más importantes para el control de un sistema de potencia, en este trabajo se propone una metodología de gestión de potencia reactiva con el objetivo de mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia. Se presenta una estrategia de división del sistema de potencia en áreas de control de voltaje utilizando el criterio de distancia eléctrica y agrupamiento. La gestión de potencia reactiva se formula como un problema de optimización multi-objetivo, donde se minimizó simultáneamente las pérdidas del sistema y el índice de estabilidad de voltaje, en la solución del problema se utiliza la técnica de evolución diferencial.

La metodología se validó en dos casos de estudio, IEEE – 14 barras y IEEE – 30 barras, el resultado obtenido fue satisfactorio, se redujo las pérdidas del sistema y se mejoró el índice de estabilidad de voltaje  $L_{index}$  mediante el ajuste de las variables de control de potencia reactiva, voltajes en los generadores, cambiadores de tomas en los transformadores, y utilización de bancos de condensadores conmutables.

**Palabras clave:** Gestión de potencia reactiva, algoritmo de evolución diferencial, índice de estabilidad de voltaje, potencia reactiva, áreas de control de voltaje, optimización multi-objetivo.



## **Abstract**

Reactive power management is one of the most significant tasks for control of the power system. In this work a methodology for reactive power management is proposed in order to improve the voltage stability margin in power system. A strategy for identification of voltage control areas is presented using electrical distance criterion and clustering by k-means clustering algorithm. The reactive power management is formulated as a multi-objective optimization problem for minimization of power losses and voltage stability index simultaneously with equality and inequality constraints. The problem is solved using differential evolution.

The proposed methodology was tested on the standard IEEE – 14 and IEEE – 30 bus systems. The reactive power management reduces power system losses and improve the voltage stability index by adjusting the reactive power control variables such as generator voltages, transformer tap – settings and capacitor banks.

**Keywords: Reactive power management, Differential Evolution algorithm, voltage stability index, reactive power, voltage control areas, multi-objective optimization.**



# Contenido

	Pág.
<b>1. Estado del arte en gestión de potencia reactiva .....</b>	<b>25</b>
1.1 Experiencias internacionales en gestión de potencia reactiva .....	26
1.1.1 New York .....	27
1.1.1.1 Generalidades .....	27
1.1.1.2 Remuneración del servicio.....	27
1.1.2 California .....	29
1.1.2.1 Generalidades .....	29
1.1.2.2 Remuneración del servicio.....	29
1.1.3 PJM .....	30
1.1.3.1 Generalidades .....	30
1.1.3.2 Remuneración del servicio.....	30
1.1.4 Reino Unido.....	31
1.1.4.1 Generalidades .....	31
1.1.4.2 Remuneración del servicio.....	32
1.1.5 Suecia .....	33
1.1.5.1 Generalidades .....	33
1.1.5.2 Acuerdos para transferencia de potencia reactiva sobre la red.....	34
1.1.5.3 Remuneración del servicio.....	35
1.1.6 Finlandia .....	35
1.1.6.1 Generalidades .....	35
1.1.6.2 Servicio de reserva de potencia reactiva .....	35
1.1.6.3 Remuneración del servicio.....	36
1.1.7 Australia .....	36
1.1.7.1 Generalidades .....	36
1.1.7.2 Remuneración del servicio.....	36
1.2 Metodologías de gestión de potencia reactiva.....	41
<b>2. Control de voltaje y gestión de potencia reactiva.....</b>	<b>49</b>
2.1 Concepto de flujo de potencia reactiva.....	50
2.2 Niveles de control de voltaje.....	53
2.2.1 Control de voltaje primario (PVC) .....	54
2.2.2 Control de voltaje secundario (SVC).....	55
2.2.3 Coordinación del control secundario de voltaje (CSVC).....	56
2.2.4 Control de voltaje terciario (TVC).....	56
2.3 Gestión de potencia reactiva .....	58
2.4 Identificación y relación de las fuentes de potencia reactiva del sistema de potencia .....	61
2.4.1 Generador sincrónico.....	61
2.4.1.1 Diagrama fasorial.....	61

2.4.1.2	Límite de corriente del estator .....	62
2.4.1.3	Potencia máxima de la máquina motriz .....	63
2.4.1.4	Corriente máxima de excitación .....	63
2.4.1.5	Corriente mínima de excitación .....	63
2.4.1.6	Límite de estabilidad permanente.....	64
2.4.1.7	Límite de calentamiento en la región extrema .....	64
2.4.2	Condensador sincrónico.....	65
2.4.3	Condensadores y reactores conmutables.....	66
2.4.4	Static Var Compensators (SVC) .....	66
2.4.5	Transformadores con cambiadores de tomas bajo carga .....	67
2.4.6	VQs.....	67
<b>3.</b>	<b>Índices de estabilidad de voltaje.....</b>	<b>69</b>
3.1	Estabilidad de voltaje .....	69
3.2	Margen de estabilidad de voltaje a partir de la potencia reactiva .....	70
3.3	Índices para evaluar la estabilidad de voltaje en sistemas de potencia.....	72
<b>4.</b>	<b>Metodología de gestión de potencia reactiva .....</b>	<b>75</b>
4.1	División de la red en áreas de control .....	75
4.1.1	Estrategia seleccionada para la división de la red en áreas de control .....	76
4.2	Definición del índice de estabilidad de voltaje .....	80
4.3	Gestión de potencia reactiva mediante evolución diferencial .....	82
4.3.1	Formulación del problema .....	82
4.3.2	Función objetivo No 1 – Perdidas de potencia reactiva .....	82
4.3.3	Función objetivo No 2 – Índice de estabilidad de voltaje <i>Lindex</i> .....	83
4.3.4	Restricciones de igualdad .....	84
4.3.5	Restricciones de desigualdad.....	84
4.3.5.1	Restricciones de generación .....	84
4.3.5.2	Restricciones de transformación .....	85
4.3.5.3	Restricciones de los elementos de compensación de potencia reactiva conmutables .....	85
4.3.6	Restricciones de seguridad .....	85
4.4	Introducción a la optimización multi-objetivo .....	86
4.4.1	Dominancia de Pareto .....	88
4.5	Algoritmo de evolución diferencial.....	89
4.5.1	Inicialización.....	91
4.5.2	Mutación.....	91
4.5.3	Cruzamiento.....	92
4.5.4	Selección.....	92
4.6	Implementación del algoritmo de evolución diferencial aplicado al caso de estudio .....	94
4.6.1	Pasos computacionales del algoritmo de evolución diferencial.....	95
4.7	Análisis y resultados .....	96
4.7.1	División de la red en áreas de control caso 14 barras .....	96
4.7.2	Problema de optimización caso 14 barras.....	97
4.7.3	Margen de potencia reactiva caso 14 barras .....	101
4.7.4	División de la red en áreas de control caso 30 barras .....	104
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>107</b>
5.1	Conclusiones .....	107

---

5.2	Recomendaciones .....	108
<b>A.</b>	<b>Anexo: Base de datos casos de prueba .....</b>	<b>119</b>
A.1	Sistema de 14 nodos.....	119
A.2	Sistema de 30 nodos.....	122



## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1-1:</b> Método para el cálculo de pérdida del costo de oportunidad NYISO [2].	28
<b>Figura 1-2:</b> Remuneración del servicio de potencia reactiva [2].	29
<b>Figura 1-3:</b> Estructura del precio de oferta por capacidad de potencia reactiva disponible y sincronizada [2].	32
<b>Figura 1-4:</b> Estructura del precio de oferta por utilización de potencia reactiva [2].	32
<b>Figura 1-5:</b> Compensación económica por el servicio de potencia reactiva.	36
<b>Figura 1-6:</b> Potencia reactiva de los generadores en el mercado Australiano [2].	37
<b>Figura 1-7:</b> Estrategia de gestión de potencia reactiva.	42
<b>Figura 1-8:</b> Incremento de la distancia Q para condiciones de LV y VC [3].	42
<b>Figura 2-1:</b> Diagrama fasorial para una carga con factor de potencia en atraso.	51
<b>Figura 2-2:</b> Subestaciones conectadas a través de una reactancia.	52
<b>Figura 2-3:</b> Estructura Jerárquica de control de voltaje en un sistema de potencia.	57
<b>Figura 2-4:</b> Niveles de control de voltaje en un sistema de potencia.	57
<b>Figura 2-5:</b> Diagrama fasorial curva de cargabilidad del generador [39].	62
<b>Figura 2-6:</b> Límites de la curva de cargabilidad de un generador [39].	65
<b>Figura 3-1:</b> Inyección de potencia reactiva en el nodo de carga [39].	71
<b>Figura 3-2:</b> curva V-Q típica.	72
<b>Figura 4-1:</b> Procedimiento división del sistema en áreas de control.	77
<b>Figura 4-2:</b> Soluciones de un problema de optimización multi-objetivo.	87
<b>Figura 4-3:</b> Frente de Pareto, caso de minimización.	89
<b>Figura 4-4:</b> Diagrama de un algoritmo de evolución diferencial.	90
<b>Figura 4-5:</b> División geográfica de la red 14 barras.	97
<b>Figura 4-6:</b> Convergencia para $f_1$ caso 14 barras.	97
<b>Figura 4-7:</b> Convergencia para $f_2$ caso 14 barras.	98
<b>Figura 4-8:</b> Frente de Pareto caso 14 nodos.	100
<b>Figura 4-9:</b> Influencia del generador del nodo 8 con respecto a la barra 14.	102
<b>Figura 4-10:</b> Influencia del generador del nodo 6 con respecto a la barra 14.	102
<b>Figura 4-11:</b> Influencia del generador del nodo 3 con respecto a la barra 14.	103
<b>Figura 4-12:</b> Influencia del generador del nodo 2 con respecto a la barra 14.	103
<b>Figura 4-13:</b> División geográfica de la red 30 barras en áreas de control.	104
<b>Figura 4-14:</b> Frente de Pareto caso 30 nodos.	105
<b>Figura 4-15:</b> Influencia del generador del nodo 8 con respecto a la barra 27.	106
<b>Figura A-1:</b> Sistema IEEE 14 barras nodos.	119
<b>Figura A-2:</b> Sistema IEEE 30 barras nodos.	122



## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1-1:</b> Resumen experiencias internacionales en gestión de potencia reactiva. ....	38
<b>Tabla 2-1:</b> Resumen niveles de control de voltaje. ....	58
<b>Tabla 2-2:</b> Resumen metodologías de gestión de potencia reactiva.....	60
<b>Tabla 2-3:</b> Resumen equipos para el control de potencia reactiva en la red.....	67
<b>Tabla 3-1:</b> Resumen índices de estabilidad de voltaje estudiados [44] a [48].....	73
<b>Tabla 4-1:</b> Resultados división de la red 14 barras.....	96
<b>Tabla 4-2:</b> Mejor resultado <i>QPerdidas</i> Optimizado de manera individual. ....	98
<b>Tabla 4-3:</b> Mejor resultado <i>Lindex</i> Optimizado de manera individual.....	99
<b>Tabla 4-4:</b> Mejor resultado <i>Lindex</i> y perdidas Optimizado de manera conjunta.....	101
<b>Tabla 4-5:</b> Resultados división de la red 30 barras.....	104
<b>Tabla 4-6:</b> Mejor resultado <i>Lindex</i> y perdidas Optimizado de manera conjunta.....	105



# Introducción

La introducción de mercados de energía eléctrica altamente competitivos, restricciones ambientales y socio - culturales para la expansión de la red de transmisión, el incremento acelerado de la demanda eléctrica, la necesidad de planear y operar los sistemas desde el punto de vista económico, entre otros, se ha reflejado en una disminución de los índices de confiabilidad de las redes eléctricas en todo el mundo [21].

La estabilidad de voltaje impone importantes limitaciones en la operación de sistemas de potencia y tiene una amplia relación con la seguridad de la red, entre mayor sea el margen de estabilidad de voltaje mayor será la seguridad frente a diferentes perturbaciones a los que está sometido el sistema de energía eléctrica. Para garantizar la seguridad el sistema debe ser operado con un margen adecuado de estabilidad de voltaje mediante la programación apropiada de las fuentes de potencia reactiva y perfiles de voltaje dentro de los rangos establecidos [1].

El control de tensión y la gestión de la potencia reactiva tienen como fin mejorar la calidad de la energía, manteniendo un perfil de tensión adecuado, además disminuir los riesgos de pérdida de estabilidad y colapsos de voltaje con el fin de evitar la interrupción del servicio al usuario final [1].

La potencia reactiva no puede transmitirse a través de largas distancias y es por ello que el control de tensión debe efectuarse usando equipos especiales distribuidos a través de la red de transmisión. El transporte de potencia reactiva incrementa la magnitud de la corriente circulante, produciendo un aumento en el consumo de potencia reactiva del sistema, desmejorando la regulación de la tensión y aumentando pérdidas. Por tal razón, uno de los mayores retos que existen en la ingeniería de sistemas de potencia es seleccionar y coordinar adecuadamente los equipos para el control de tensión y gestión de potencia reactiva [2].

El control de voltaje y la gestión de potencia reactiva ha sido una preocupación para los operadores de los sistemas de energía eléctrica, especialmente después de la reestructuración de la industria de energía. Además de ser una de las principales causas de los apagones [1].

En la actualidad los operadores del sistema de potencia son responsables por el control del voltaje y la gestión de la potencia reactiva, pero debido a las fuertes restricciones impuestas al sistema de energía eléctrica, la red es frecuentemente operada bajo condiciones de estrés y muy cerca a los límites de inestabilidad de voltaje, evidencia de estas circunstancias son los apagones en las últimas dos décadas, donde un inadecuado soporte de voltaje y margen de potencia reactiva insuficiente han sido el origen de los mayores cortes de energía a nivel mundial, ocasionando pérdidas económicas de gran magnitud [1].

En el contexto del mercado de energía el servicio del control del voltaje y de potencia reactiva es clasificado como un servicio auxiliar. Este servicio tan importante para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia debe ser proporcionado continuamente por los generadores y transportadores y gestionados por el operador del sistema.

Para el caso particular colombiano, en el numeral 7.5 de la Resolución CREG 025 de 1995 se establece: “Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad”, pero no hay definido un esquema regulatorio para la prestación del servicio de potencia reactiva. La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales (unidades de generación) se establece en los análisis eléctricos para las diferentes condiciones de demanda [3].

La estabilidad de voltaje y el manejo óptimo de las reservas de reactivos, como métodos para garantizar la seguridad del sistema ante diferentes tipos de contingencias, son problemas actuales que evidencian la necesidad de un control automático de voltaje y una gestión de potencia reactiva más exigentes que los que existen hoy en día, con el objetivo de incrementar la confiabilidad, preservar y mejorar la estabilidad de la red eléctrica.

Debido a que no existen estrategias de gestión de potencia reactiva que permitan preservar la integridad del sistema de energía eléctrica, en este trabajo se propone una metodología para la gestión adecuada de potencia reactiva con el objetivo de mejorar el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia y llevarlo a una operación segura y confiable.

Esta metodología propuesta permite realizar despachos de potencia reactiva de los generadores de manera eficiente a partir de los voltajes en terminales por medio de la solución de un algoritmo evolutivo, disminuyendo las pérdidas de potencia reactiva y mejorando el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia.

Este documento está organizado de la siguiente forma: En el capítulo 1 se describen las metodologías utilizadas para la gestión de potencia reactiva en mercados de energía internacionales.

En el capítulo 2 se introduce el concepto de flujo de potencia reactiva, se describen los niveles de control de voltaje en un sistema de potencia y se analizan los aspectos principales en la gestión de potencia reactiva.

En el capítulo 3 se introduce el concepto de estabilidad de voltaje, se describe la metodología de división de la red en áreas de control de voltaje, se presenta el método para calcular la disponibilidad de reservas de potencia reactiva por medio de las curvas V-Q y se estudian diferentes índices de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia,

En el capítulo 4 se describe la metodología de gestión de potencia reactiva, se presenta la formulación como un problema de optimización multi-objetivo y se resuelve utilizando la técnica de evolución diferencial, se valida la metodología con dos casos de prueba.

Finalmente se exponen las conclusiones y los trabajos futuros.



# 1. Estado del arte en gestión de potencia reactiva

A medida que los sistemas de potencia se expanden, la compensación de potencia reactiva se hace cada vez más necesaria para lograr los niveles adecuados de tensión y capacidad de transmisión. La forma convencional de enfrentar este problema es a prueba y error, mediante repetidos flujos de carga, ayudándose de la experiencia de los ingenieros de planeación hasta conseguir una solución satisfactoria. Sin embargo, este método no permite garantizar que dicha solución sea óptima.

En la revisión del estado del arte se encontró que la mayoría de los estudios relacionados con el tema de gestión de potencia reactiva se enfocan en:

- Regulación de voltaje.
- Reparto de potencia reactiva.
- Reprogramación de potencia reactiva.
- Estabilidad de voltaje.
- Estabilidad de pequeña señal.

Adicionalmente, en estos trabajos, los estudios de gestión de potencia reactiva y de estabilidad de voltaje han sido muy amplios y se han desarrollado en su mayoría por medio de algoritmos evolutivos a partir de funciones mono-objetivos.

Con la metodología propuesta en este trabajo final de maestría, se realiza la minimización de las pérdidas de potencia reactiva y se mejora el índice de estabilidad de voltaje del sistema a partir de un indicador de estabilidad seleccionado.

El objetivo principal de este capítulo es describir brevemente las experiencias internacionales en el tema de gestión de potencia reactiva y resumir los aspectos más importantes de las metodologías de gestión de potencia reactiva estudiadas.

## **1.1 Experiencias internacionales en gestión de potencia reactiva**

Actualmente, dada la desregulación en mercados de energía, el suministro de potencia reactiva para soporte de voltaje es realizado de manera independiente por el operador del sistema interconectado (ISO), esto con el objetivo de mantener la operación en una condición segura. Esta consecución de servicios de potencia reactiva debe ser hecha teniendo en cuenta las condiciones de la demanda, tipos de carga y los recursos disponibles de potencia reactiva.

Generalmente en este tipo de mercados, los agentes tienen sus propias fuentes de potencia reactiva para soporte de voltaje, tales como: generadores sincrónicos, condensadores sincrónicos, bancos de condensadores, reactores, compensadores estáticos (SVCs) y sistemas flexibles de transmisión (FACTs), como consecuencia de esto, el operador del sistema debe celebrar contratos con ellos para la provisión de esta potencia reactiva para el sistema de potencia.

En el pasado, en mercados de energía verticalmente integrados, el soporte de potencia reactiva fue parte de las actividades del operador del sistema y los costos incurridos en prestar dicho servicio se incluía dentro de la tarifa de la energía cargada a los clientes.

En la actualidad y en la mayoría de sistemas desregulados la gestión de potencia reactiva se gestiona y se cobra como un servicio auxiliar por separado.

A continuación se presenta un resumen con los aspectos más importantes en gestión de potencia reactiva en los mercados de energía de USA, Europa y Australia.

## 1.1.1 New York

### 1.1.1.1 Generalidades

El Operador del Sistema Interconectado de New York (NYISO) es responsable de proporcionar los servicios de potencia reactiva, este servicio se ofrece a precios basados en los costos. Las fuentes de generación, las cuales operan dentro de sus límites de capacidad son dirigidas por NYISO para generar o absorber potencia reactiva para mantener el voltaje dentro de los límites permitidos [2].

El NYISO calcula el costo del soporte de potencia reactiva mediante la suma de todos los pagos realizados a los proveedores del servicio. El suministro de potencia reactiva y el servicio de control de tensión es la base fundamental de todas las transacciones del mercado de energía [14].

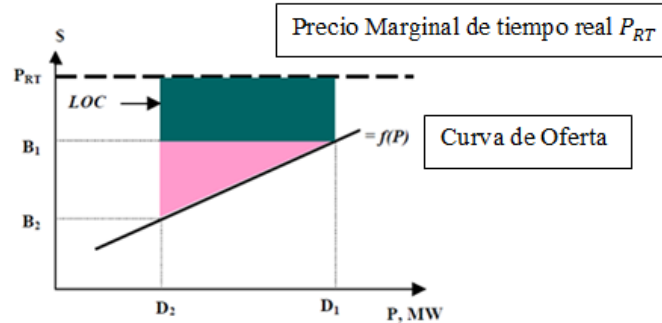
### 1.1.1.2 Remuneración del servicio

Los proveedores del servicio de potencia reactiva reciben pagos por capacidad y pagos por pérdida del costo de oportunidad. El costo del servicio de soporte de tensión suministrado es determinado con base en la cantidad de potencia reactiva necesaria para mantener el perfil de tensiones dentro del rango definido.

Un generador recibe una componente de pago que representa la pérdida del costo de oportunidad (LOC), el cálculo del LOC se basa en los siguientes factores [38], [2]:

- Precio marginal de tiempo real (LBMP).
- Despacho de potencia activa original y nuevos puntos de despacho.
- Curva de oferta del servicio de suministro de potencia reactiva.

En la figura 1-1 se resume el cálculo del LOC para un generador. Se observa que la potencia activa del generador decrece para suministrar más potencia reactiva. En la figura 1-1  $P_{RT}$  es el precio marginal de tiempo real basado en largo plazo (LBMP),  $f(P)$  es la curva de oferta del generador para suministrar potencia reactiva,  $D_1$  y  $D_2$  son el despacho original y el nuevo punto de despacho respectivamente,  $B_1$  y  $B_2$  son los precios de oferta correspondientes a  $D_1$  y  $D_2$ .

**Figura 1-1:** Método para el cálculo de pérdida del costo de oportunidad NYISO [2].

Como se reduce la potencia activa de salida, el generador recibe menos ingresos por la venta de esta potencia, pero se ahorra un costo en la no generación de esta energía. La reducción de los ingresos del generador  $\Delta R$  se determina de la siguiente forma [2], [14], [38]:

$$\Delta R = P_{RT}(D_1 - D_2) - \int_{D_2}^{D_1} f(p) \cdot dP \quad (1.1.1)$$

El primer término en (1.1.1) denota la pérdida de ingresos del generador mientras reduce su potencia activa desde el punto  $D_1$  al punto  $D_2$  y el segundo término corresponde a la reducción del costo en la generación. Debe tenerse en cuenta que  $\Delta R$  también es igual al ahorro en el operador del sistema.

El ahorro del generador por reducir su potencia activa ( $\Delta S$ ) puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\Delta S = B_1(D_1 - D_2) - \int_{D_2}^{D_1} f(p) \cdot dP \quad (1.1.2)$$

El LOC del generador es igual a la diferencia entre las ecuaciones (1.1.1) y (1.1.2) es decir:

$$LOC = (P_{RT} - B_1) \times (D_1 - D_2) \quad (1.1.3)$$

## 1.1.2 California

### 1.1.2.1 Generalidades

En el sistema de California, el operador del sistema adquiere los servicios de soporte de potencia reactiva en contratos de largo plazo procedentes de las unidades de generación. Los requerimientos de soporte de potencia reactiva se determinan en el día anterior a la operación cuando se liquida el mercado de potencia activa y la demanda de energía programada es conocida.

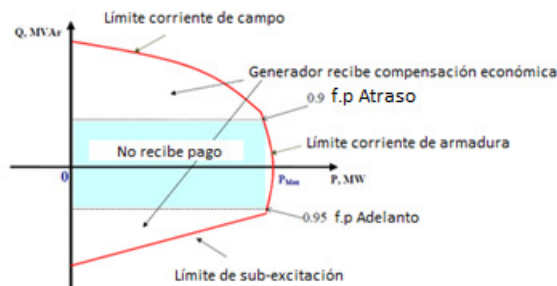
Después de esto el operador del sistema determina la cantidad y localización de potencia reactiva mediante análisis de flujos de potencia. Los voltajes horarios diarios programados son enviados a los generadores contratados y a los operadores del sistema de transmisión que están dentro de la región de control [2], [14], [38].

### 1.1.2.2 Remuneración del servicio

Los generadores están obligados a suministrar potencia reactiva dentro de un rango de factor de potencia de 0.9 en atraso y 0.95 en adelanto como se ilustra en la figura 1-2.

Cuando el generador esta por fuera de los límites descritos en la figura 1-2, recibe una compensación económica.

**Figura 1-2:** Remuneración del servicio de potencia reactiva [2].



Cuando el generador suministra potencia reactiva por fuera de los límites obligatorios, por solicitud del operador del sistema recibe un pago equivalente al costo de oportunidad,

calculado como el producto de la cantidad reducida de potencia activa y la diferencia entre el precio del mercado de energía activa y el costo marginal del generador el cual es considerado como el precio de oferta. El generador recibe el pago de potencia reactiva adicional solo si debe reducir el suministro de potencia activa como consecuencia de la potencia reactiva adicional solicitada por el operador del sistema [2], [14], [38].

### **1.1.3 PJM**

#### **1.1.3.1 Generalidades**

El mercado PJM está compuesto por los estados de Pennsylvania, New Jersey y Maryland, fue reestructurado en 1997 y desde entonces operan estos tres estados de forma interconectada [2].

Con el objetivo de mantener las tensiones dentro del límite aceptable, el operador del sistema da instrucciones a los generadores para que operen sus unidades generando o absorbiendo potencia reactiva [38].

Es obligación que los servicios de control de voltaje y provisión de potencia reactiva sean suministrados directamente por los transmisores proveedores de manera individual, estos definen una tarifa que es cargada a sus clientes, en este caso a las entidades que atienden la carga que estén dentro o fuera de su zona.

#### **1.1.3.2 Remuneración del servicio**

La potencia reactiva es reconocida como un servicio auxiliar por PJM y es separada en dos componentes. La primera componente es la capacidad de potencia reactiva a la capacidad nominal del generador y la segunda componente es la capacidad de potencia reactiva reduciendo los niveles de potencia activa de salida del generador.

Para la primera componente, el cliente paga un cargo proporcional al total de la generación, que es renovado mensualmente y depende del propietario y del uso de la red con una periodicidad mensual.

Con respecto a la segunda componente a los generadores se les remunera sus costos de oportunidad que incurren como resultado de disminuir su potencia activa para incrementar la potencia reactiva, calculados como la diferencia entre el precio marginal y el precio de oferta, por cada MW que deban disminuir para entregar la potencia reactiva requerida.

Adicionalmente, los generadores son remunerados por su capacidad de potencia reactiva obligatoria, con base en sus costos incurridos los cuales los aprueba la comisión federal de regulación de energía FERC [2], [14], [38].

## 1.1.4 Reino Unido

### 1.1.4.1 Generalidades

En el mercado de energía del reino unido la *National Grid Company* tiene el rol de operador del sistema. El código de red establece una obligación mínima a todas las unidades de generación con capacidad mayor a 50 MW para suministrar el servicio de potencia reactiva.

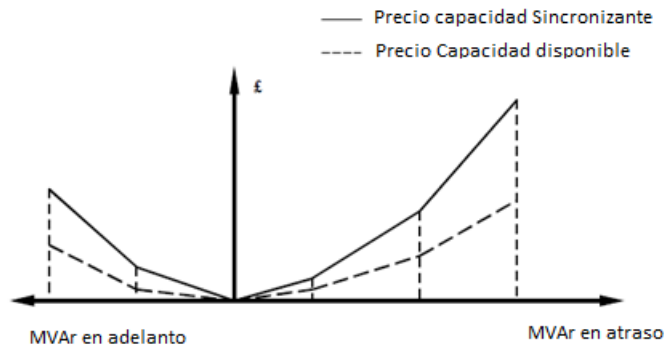
Con el fin de recibir el pago por este servicio los generadores deben entrar a un mecanismo de incumplimiento de pago (*Default Payment Mechanism - DPM*). Otra alternativa que tienen los generadores es que pueden ofrecer su servicio obligatorio de potencia reactiva a través del mercado, reestructurando sus ofertas reflejando el valor que ellos perciben de lo que vale su servicio. Este mecanismo de mercado es denominado en el código de red como servicio obligatorio de potencia reactiva. (*Obligatory Reactive Power Service ORPS*).

El ingreso que un generador puede recibir por suministrar la potencia reactiva varía de acuerdo al número de generadores que suministran el servicio dentro de la misma zona de control. Adicionalmente los generadores con exceso en la capacidad de potencia reactiva pueden ofrecer un servicio mejorado que se conoce en el código de redes como servicio de potencia reactiva mejorado (*Enhanced Reactive Power Service ERPS*) [2], [14], [38].

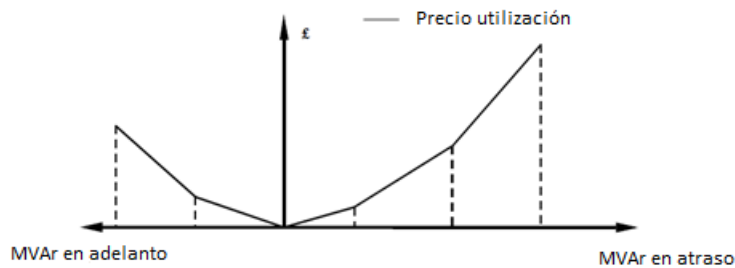
### 1.1.4.2 Remuneración del servicio

Las ofertas de los proveedores del servicio de potencia reactiva tienen dos componentes, una componente que corresponde al precio por capacidad (figura 1-3) y la segunda componente corresponde al precio por utilización (figura 1-4).

**Figura 1-3:** Estructura del precio de oferta por capacidad de potencia reactiva disponible y sincronizada [2].



**Figura 1-4:** Estructura del precio de oferta por utilización de potencia reactiva [2].



Cuando un proveedor de potencia reactiva oferta por precios de capacidad tiene la opción de seleccionar dos precios de oferta, uno para capacidad de potencia reactiva en adelanto y otro para capacidad de potencia reactiva en atraso, también puede seleccionar solo uno de ellos. Por otro lado los generadores pueden ofertar precios para

dos tipos de capacidades, (1) Capacidad sincrónica y (2) Capacidad Disponible. En la figura 1-3 se observa la función de costo para estos dos tipos de oferta. Para cada oferta los generadores pueden ofertar hasta tres precios incrementales tanto para adelanto como para atraso. Para el precio de oferta por utilización el criterio es similar al descrito anteriormente [2], [14], [38].

## 1.1.5 Suecia

### 1.1.5.1 Generalidades

El sistema eléctrico sueco se caracteriza porque la mayor parte de los flujos de potencia van de norte a sur, debido a que en el norte se encuentra la mayor parte de la generación, en el sur están los mayores centros de carga y son atendidos por líneas de transmisión a unas distancias considerables. Debido a que la potencia reactiva no se puede transmitir a estas largas distancias los requerimientos de potencia reactiva deben suministrarse localmente. La entidad propietaria de la red eléctrica nacional es *Svenska Kraftnät* (400 kV y 220 kV) y tiene el rol de operador del sistema, las compañías regionales y locales operan el sistema de sub transmisión (138 kV y menos) [2], [38].

El operador del sistema para suministrar la potencia reactiva requerida puede utilizar los generadores conectados a la red nacional. Las compañías de las redes regionales son las responsables del control del voltaje en sus respectivas áreas.

Bajo condiciones normales de operación los operadores de red regionales utilizan los equipos pasivos productores de potencia reactiva hasta donde sea posible. Los generadores grandes son raramente usados para el control de voltaje secundario y son reservados para condiciones de operación de emergencia, estos operan a una potencia reactiva constante y en un punto estable donde se consideran las pérdidas por vibración [2], [38].

### 1.1.5.2 Acuerdos para transferencia de potencia reactiva sobre la red

Para las transferencias de potencia sobre la red, el operador del sistema realiza acuerdos formales para el intercambio de potencia reactiva con los generadores principalmente y con las redes regionales en algunos casos.

A continuación se presentan los aspectos básicos de los acuerdos:

- Para las unidades hidráulicas conectadas directamente a la red, es obligación absorber o generar potencia reactiva de acuerdo a los siguientes límites:

$$\text{Generación de Reactivos} = \frac{1}{3} P_{MAX}$$

$$\text{Absorción de Reactivos} = \frac{1}{6} P_{MAX}$$

- Para las unidades térmicas conectadas directamente a la red, es obligación mantener la capacidad de inyección de potencia reactiva en el sistema de acuerdo al siguiente límite:

$$\text{Inyección de Reactivos} = \frac{1}{3} P_{MAX}$$

Estas plantas no son requeridas para absorber reactivos.

- Una red regional con acuerdo de inyección de potencia activa a la red nacional está obligada a mantener una capacidad de inyección de potencia reactiva de acuerdo a su inyección de potencia activa instantánea a la red, esta inyección de potencia reactiva está dada por :

$$\text{Inyección de Reactivos} = \frac{1}{3} P_{Instantanea}$$

Estas redes regionales no son requeridas para absorber potencia reactiva de la red nacional y no se especifica los requerimientos para un generador que esté conectado a una red regional [2].

### **1.1.5.3 Remuneración del servicio**

Los servicios de potencia reactiva se suministran de manera obligatoria y no existe un esquema de compensación económica para los proveedores de este servicio. El intercambio de potencia reactiva en la red nacional es controlado por instrucciones del operador del sistema y este recomienda que los flujos de potencia reactiva entre las diferentes partes de la red se mantengan cercanos a cero [2].

## **1.1.6 Finlandia**

### **1.1.6.1 Generalidades**

En 1998 Finlandia se convirtió en una zona de precios para el intercambio en el mercado NordPool. El operador del sistema Finandés, Fringrid, es el encargado del control del voltaje del sistema, los niveles de voltaje de la red principal es controlado mediante el uso de condensadores y reactores, para el control del voltaje en los diferentes niveles de tensión se utilizan los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores [38].

### **1.1.6.2 Servicio de reserva de potencia reactiva**

Fringrid es responsable de mantener una adecuada reserva de potencia reactiva en el sistema, esto se hace mediante el uso de sus propios recursos y también mediante la adquisición de reserva de reactivos en partes diferentes en la red, la prestación de este servicio es obligación para los generadores mayores a 10 MVA y tiene los siguientes aspectos [2], [14], [38]:

- Para generadores conectados a 400 kV, toda la capacidad de potencia reactiva debe estar disponible como reserva con excepción de la cantidad consumida por los transformadores de la planta.
- Para generadores conectados a 220 kV y 110 kV, la cantidad de potencia reactiva disponible para reserva no debe ser menor a la mitad de la capacidad a un factor de potencia de 0.9, el resto puede ser usado como un servicio comercial.
- Para generadores conectados a un nivel de tensión inferior a 110 kV, la mitad de la capacidad de potencia reactiva debe estar disponible para reserva.

### 1.1.6.3 Remuneración del servicio

El servicio de potencia reactiva es obligación y no tiene esquema de compensación [2].

## 1.1.7 Australia

### 1.1.7.1 Generalidades

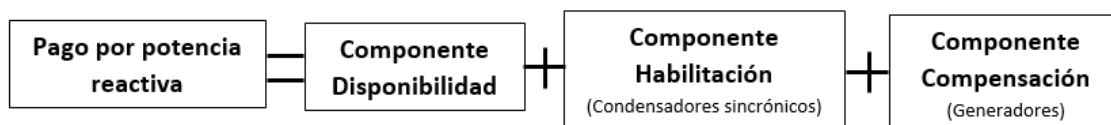
El mercado de energía australiano el operador del sistema *The National Electricity Market Management Company* (NEMCO) reconoce el suministro de potencia reactiva solo a los generadores y condensadores sincrónicos. Los primeros recursos que se utilizan para control de tensión y potencia reactiva son los elementos de transmisión. Las cargas y compañías de distribución para su conexión deben cumplir con factores de potencia de acuerdo al nivel de tensión que están establecidos en la regulación, en el caso de presentarse incumplimiento puede ocasionar la pérdida de la conexión [2], [14], [38].

### 1.1.7.2 Remuneración del servicio

No hay esquema de compensación para los niveles obligatorios de potencia reactiva.

Todos los proveedores de los servicios auxiliares de potencia reactiva son elegibles y reciben una remuneración por disponibilidad. Además los condensadores sincrónicos reciben una compensación económica cuando el operador del sistema los requiere para suministro de potencia reactiva. Por otra parte los generadores sincrónicos reciben una compensación económica basada en los costos de oportunidad del generador. El pago total por el servicio de potencia reactiva se muestra en la figura 1-5.

**Figura 1-5:** Compensación económica por el servicio de potencia reactiva.

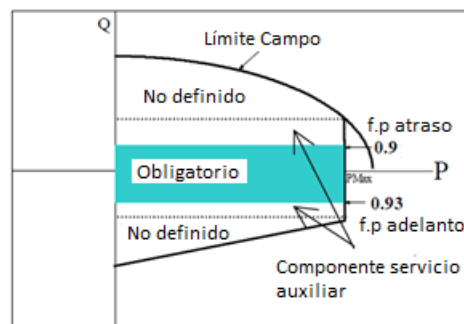


En el sistema australiano el suministro de potencia reactiva se divide en dos categorías:

- Suministro obligatorio de potencia reactiva y
- Potencia reactiva como servicio auxiliar.

Como se muestra en la figura 1-6, los generadores están obligados a suministrar potencia reactiva cuando operan con un factor de potencia de 0.90 en atraso y 0.93 en adelanto. Por fuera de esta región está la franja donde los generadores pueden ofrecer el suministro de potencia reactiva como un servicio auxiliar. Adicionalmente hay una región en la curva de capacidad del generador que se deja indefinida.

**Figura 1-6:** Potencia reactiva de los generadores en el mercado Australiano [2].



El esquema de control de voltaje y el orden adoptado por NEMCO tiene los siguientes aspectos [2], [14], [38]:

- Se utilizan flujos de carga para determinar las necesidades de potencia reactiva del sistema de potencia.
- Dispositivos para el soporte de potencia reactiva como bancos de condensadores, reactores y SVCs se utilizan cuando sea necesario.
- Se utilizan los generadores en línea para soporte de voltaje.
- Los condensadores sincrónicos se programan en orden de mérito cuando sean requeridos para alguna área del sistema.
- Si la potencia reactiva requerida es mayor, el operador del sistema puede restringir la capacidad de potencia activa de los generadores con el fin de obtener mayor potencia reactiva.

- Si el total disponible de potencia reactiva de todas las fuentes descritas no es suficiente se puede restringir el mercado de potencia reactiva con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema bajo ciertas condiciones.

De manera general en los mercados de energía desregulados el suministro y soporte de potencia reactiva y sus mecanismos de compensación y precios es un problema complejo, el objetivo de este ítem es describir los mecanismos usados por los principales mercados de energía del mundo como parte de la gestión de potencia reactiva.

En la tabla 1-1 se presenta un resumen de los aspectos más importantes sobre la gestión de potencia reactiva y el control de voltaje en los mercados de energía estudiados.

**Tabla 1-1:** Resumen experiencias internacionales en gestión de potencia reactiva.

PAÍS / MERCADO	CARACTERÍSTICAS GENERALES
New York	- Operador del sistema: NYISO.
	- Los generadores operan dentro de los límites permitidos.
	- Pagos por capacidad y por pérdida del costo de oportunidad.
	- El costo del servicio de soporte de tensión suministrado es determinado con base en la cantidad de potencia reactiva necesaria para mantener el perfil de tensiones dentro del rango definido.
	- los recursos de generación de potencia reactiva realizan pruebas anualmente para demostrar su curva de capacidad

PAÍS / MERCADO	CARACTERÍSTICAS GENERALES
<p><b>California</b></p>	<p>- Operador del sistema: CAISO.</p>
	<p>- Soporte de potencia reactiva en contratos de largo plazo procedentes de las unidades de generación.</p>
	<p>CAISO determina la cantidad y localización de potencia reactiva mediante análisis de flujos de potencia.</p>
	<p>- Los generadores están obligados a suministrar potencia reactiva dentro de un rango de factor de potencia de 0.9 en atraso y 0.95 en adelanto, cuando están por fuera de este límite recibe compensación económica equivalente al costo de oportunidad.</p>
<p><b>Pennsylvania, New Jersey y Maryland</b></p>	<p>- Operador del sistema: PJM.</p>
	<p>- PJM da instrucciones a los generadores para que operen sus unidades generando o absorbiendo potencia reactiva.</p>
	<p>- La potencia reactiva es reconocida como un servicio auxiliar por PJM y es separada en dos componentes.</p>
	<p>- A los generadores se les remunera sus costos de oportunidad.</p>
	<p>Es obligación que los transmisores pongan a disposición de PJM sus recursos de generación y absorción de potencia reactiva.</p>
	<p>- Los generadores son remunerados por su capacidad de potencia reactiva obligatoria.</p>
	<p>- La distribución y las cargas conectadas directamente al sistema deben operar a un factor de potencia cercano a uno.</p>
<p><b>Reino Unido</b></p>	<p>- Operador del sistema: <i>National Grid Company</i></p>
	<p>- Obligación mínima a todas las unidades de generación con capacidad mayor a 50 MW para suministrar el servicio de potencia reactiva.</p>
	<p>-El ingreso que un generador puede recibir por suministrar la potencia reactiva varía de acuerdo al número de generadores que suministran el servicio dentro de la misma zona de control.</p>
	<p>- Los generadores con exceso en la capacidad de potencia reactiva pueden ofrecer un servicio.</p>
	<p>- Las ofertas de los proveedores del servicio de potencia reactiva tienen dos componentes, precio por capacidad y precio por utilización.</p>

PAÍS / MERCADO	CARACTERÍSTICAS GENERALES
<b>Suecia</b>	- Operador del sistema: <i>Svenska Kraftnät - Swedish National Grid</i>
	- la potencia reactiva requerida la entregan o la absorben los generadores conectados a la red nacional.
	- Las compañías de las redes regionales son las responsables del control del voltaje en sus respectivas áreas.
	- Para las unidades hidráulicas conectadas directamente a la red, es obligación absorber o generar potencia reactiva de acuerdo a los límites establecidos.
	- Para las unidades térmicas conectadas directamente a la red, es obligación mantener la capacidad de inyección de potencia reactiva en el sistema de acuerdo a los límites establecidos y no se requieren para absorber potencia reactiva.
	- Los servicios de potencia reactiva se suministran de manera obligatoria y no existe un esquema de compensación económica para los proveedores de este servicio.
<b>Finlandia</b>	- Operador del sistema: Fringrid
	Fringrid es responsable de mantener una adecuada reserva de potencia reactiva en el sistema.
	- El suministro de potencia reactiva es obligación para los generadores mayores a 10 MVA
	El servicio de potencia reactiva es obligación y no tiene esquema de compensación.
<b>Australia</b>	Operador del sistema: <i>The National Electricity Market Management Company (NEMCO)</i>
	-Se le reconoce el suministro de potencia reactiva solo a los generadores y condensadores sincrónicos.
	- Se utilizan para control de tensión y potencia reactiva son los elementos de transmisión.
	- No hay esquema de compensación para los niveles obligatorios de potencia reactiva.
	- los proveedores de los servicios auxiliares de potencia reactiva son elegibles y reciben una remuneración por disponibilidad.
	- Los condensadores sincrónicos reciben una compensación económica cuando el operador del sistema los requiere para suministro de potencia reactiva.
	- Los generadores sincrónicos reciben una compensación económica basada en los costos de oportunidad del generador.

## 1.2 Metodologías de gestión de potencia reactiva

A continuación se presenta un resumen de los aspectos más importantes de las metodologías estudiadas en el tema de gestión de potencia reactiva en sistemas de potencia.

R. Ríos en la referencia [3] (1995), propone una metodología en estado estacionario para determinar la configuración de los dispositivos de control de potencia reactiva, de modo que la asignación de reservas de potencia reactiva garantice la seguridad del sistema de potencia y evite llevarlo a colapsos de voltaje. El procedimiento consiste en definir áreas de control para identificar los circuitos débiles del sistema y evaluar la distancia al colapso de voltaje. Esta metodología es bastante útil en la fase de la planeación del sistema de potencia.

La metodología propuesta se ilustra en la figura 1-7, y se centra en los dos requisitos fundamentales que según el autor debe tener una estrategia de gestión de potencia reactiva:

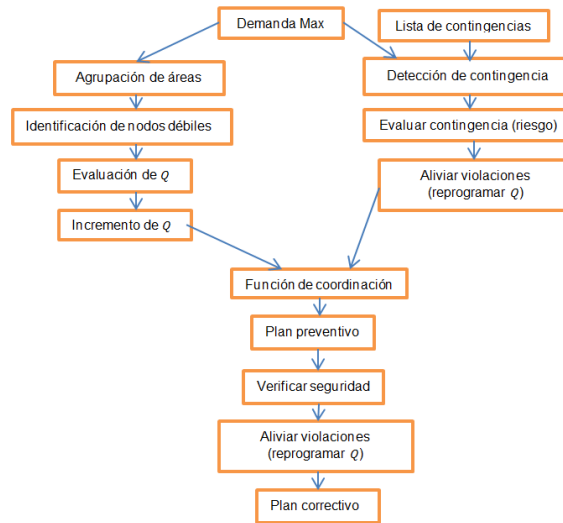
- Las reservas de potencia reactiva deben ser asignadas de tal manera que el sistema no se mueva al punto de colapso de voltaje como consecuencia del cambio de demanda del sistema.
- Se debe tener disponibilidad de reservas de potencia reactiva para cuando se produzcan cambios en la potencia reactiva como consecuencia de contingencias presentadas en la red.

Para abordar el primer requisito, el método divide el sistema en áreas llamadas “áreas de reactiva”, con el fin de identificar los elementos débiles de transmisión. Estos elementos son los que definen los límites entre las áreas de control.

Se identifica un nodo vulnerable para cada área y se evalúa la distancia de este nodo al punto crítico de colapso de voltaje por medio de una medida llamada distancia  $Q$ . Este valor entrega una información concisa de las reservas de potencia reactiva de cada área del sistema de potencia.

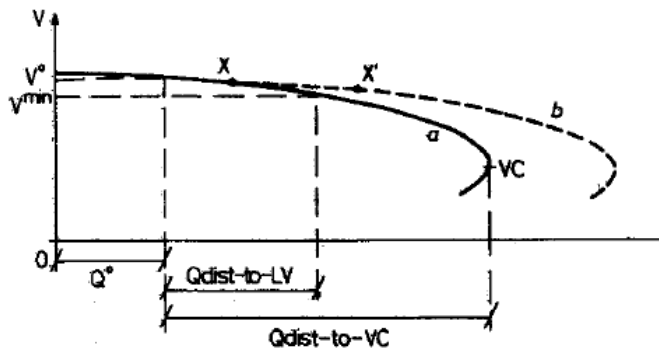
Para el segundo requisito se identifican las contingencias críticas, se analizan y se clasifican de acuerdo al riesgo que tengan sobre la seguridad del voltaje. Para cada contingencia que comprometa la seguridad de voltaje del sistema se realiza una reprogramación de potencia reactiva con el objetivo de retornar al sistema dentro de los límites de operación segura.

**Figura 1-7:** Estrategia de gestión de potencia reactiva.



En la metodología se definen dos índices, para condiciones de bajo voltaje (LV) y de colapso de voltaje (VC) para los nodos del sistema como se muestra en la figura 1-8.

**Figura 1-8:** Incremento de la distancia Q para condiciones de LV y VC [3].



Los índices definidos representan lo siguiente:

$Q_{dist} a LV$ : Máxima demanda de potencia reactiva que puede ser adicionada al nodo antes de que este caiga por debajo de un valor mínimo especificado (por ejemplo 0.9 pu).

$Q_{dist} a VC$ : Máximo incremento de demanda de potencia reactiva que el nodo del sistema puede soportar antes de la inestabilidad de voltaje.

La forma de la curva V-Q, para un nodo  $i$  del sistema está definida por las características y las condiciones de carga entre las fuentes de potencia reactiva y el nodo  $i$ .

El cambio de la pendiente en la curva V-Q puede ser usada como estrategia para mover la curva hacia la derecha incrementando la distancia Q a las condiciones de bajo voltaje o colapso de voltaje.

El punto  $x$  en la curva de la figura 1-8 causado por un generador que alcanza su límite de potencia reactiva se puede mover hasta el punto  $x'$  incrementando las reservas de potencia reactiva por medio del uso de los diferentes dispositivos para el control de potencia reactiva.

Para determinar las áreas de reactiva o áreas de control, se utiliza un algoritmo que identifica los elementos de transmisión débiles conectados a los nodos. Un escalar  $\alpha$  define la debilidad de un circuito o nodos que permanecen conectados después de eliminar los elementos débiles del sistema, esto define el área de reactiva o área de control.

El área definida se conecta al resto del sistema solo a través de los elementos de transmisión débiles.

La matriz  $\left[\frac{\partial Q}{\partial V}\right]$  desacoplada del modelo de potencia reactiva es usada en el algoritmo. Los elementos diferentes de cero que están por fuera de la diagonal de la matriz, corresponden a los elementos de transmisión (es decir líneas, cables, transformadores) que están dados por:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i Y_{ij} \text{sen}(\theta_{ij} - \gamma_{ij}) \quad (1.2.1)$$

P. Nedwick en la referencia [4] (1995), describe una metodología para desarrollar un programa de gestión de potencia reactiva para sistemas de potencia.

Se describirán de manera general las cuatro componentes que según el autor debe tener un programa de gestión de potencia reactiva y la interacción entre estas.

Para que un programa de gestión de potencia reactiva sea eficiente y confiable, el sistema de potencia debe ser autosuficiente en los requerimientos de reactivos. Con el fin de mantener un alto nivel en la estabilidad de voltaje en el sistema, el objetivo de la planeación es suministrar los requerimientos de potencia reactiva a través de la instalación de bancos de condensadores con ubicación y tamaño adecuado, esto le permitirá a las unidades de generación operar cerca del factor de potencia unitario. De esta manera se contara con reserva de potencia reactiva disponible en los generadores dando las siguientes ventajas desde el punto de vista de eficiencia y confiabilidad:

- Las fuentes de potencia reactiva son ubicadas donde más se necesitan para el soporte de voltaje, reduciendo las pérdidas del sistema de potencia.
- Generadores operando cerca del factor de potencia unitario, esto permite que las corrientes de campo sean menores y que puedan entregar más potencia activa sin necesidad de potencia reactiva adicional.
- La respuesta de un generador ante un requerimiento de emergencia de potencia reactiva es más rápido y preciso que la conmutación de bloques de potencia reactiva suministrada por fuentes estáticas.
- La potencia reactiva entregada por un generador no se ve afectada por el nivel del voltaje del sistema, mientras que la potencia reactiva suministrada por un banco de condensadores es directamente proporcional al cuadrado del nivel de voltaje del sistema.

Bajo condiciones normales de operación los requerimientos de potencia reactiva del sistema deben ser suministrados por las fuentes estáticas de potencia reactiva. El control adecuado de estas fuentes le permite a los generadores operar cerca de un factor de potencia unitario, permitiendo de este modo tener disponible una reserva de potencia reactiva para el sistema para cuando la necesite.

El sistema debe ser operado a un nivel de voltaje tal que permita que los otros niveles de tensión del sistema sean independientes con el objetivo de minimizar el flujo de reactivos a través de los transformadores. Este voltaje objetivo le da las señales al operador del sistema de los requerimientos de potencia reactiva.

Mediante el control adecuado de los bancos de condensadores es posible mantener un margen de potencia reactiva almacenado en los generadores del sistema. El primer paso para lograr esto es determinar el número, tamaño y ubicación de estas fuentes de potencia reactiva que serán instalados en el sistema de potencia.

En resumen los objetivos específicos de un programa de gestión de potencia reactiva son:

- Minimizar las pérdidas de potencia activa y reactiva, eliminando la recirculación de reactivos en el sistema mediante el suministro de los requerimientos de potencia reactiva lo más cercana posible a la carga.
- Mantener el control de voltaje del sistema con la coordinación adecuada de los recursos de generación de potencia reactiva del sistema de transmisión y distribución.
- Operar las unidades de generación en un factor de potencia cercano a uno con el objetivo de mantener buenas reservas de potencia reactiva.

Como conclusión los autores discuten en esta referencia que el objetivo en la planeación de los sistemas de potencia es determinar los requerimientos de potencia reactiva y suministrarlos mediante la instalación de bancos de condensadores de tamaños adecuados y ubicados estratégicamente, con el objetivo de permitirles a las unidades de generación operar cerca de un factor de potencia unitario. Sin embargo esta estrategia puede resultar muy costosa debido a que no todos los bancos de condensadores serán utilizados en su totalidad.

La *Western Electric Coordinating Council (WECC)*, especifica criterios de estabilidad de voltaje en términos de los márgenes de potencia activa y reactiva. El mínimo margen de potencia reactiva es determinado por el método de las curvas V-Q (Voltaje – VAR). Este método de las curvas V-Q, ha sido bien estudiado en las referencias [5] y [6].

Este método fue desarrollado como consecuencia de los problemas en la convergencia de los flujos de carga en los sistemas altamente estresados y cerca de su capacidad máxima de transferencia de potencia. La metodología de las curvas V–Q, consiste en que para un caso base o caso en contingencia, los flujos de potencia son simulados con voltajes programados en un nodo importante del sistema. El nodo seleccionado se cambia por un nodo ficticio del tipo PV que equivale a un condensador sincrónico o un SVC ficticio. La magnitud del voltaje programado es una variable independiente ( $x$ ) y La inyección de potencia reactiva es la variable dependiente ( $y$ ). Se genera una curva del voltaje en el nodo vs la salida del condensador sincrónico ficticio.

Schlueter [7] (1998), utiliza márgenes de potencia reactiva para evaluar la inestabilidad de voltaje de sistemas de potencia. Esta metodología se basa en las reservas de reactivos de los generadores sincrónicos y de los *Static Var Compensators* (SVCs), el proceso de cálculo consiste en agotar las reservas de estos recursos para obtener las curvas V-Q de un nodo, grupo de nodos o áreas de control de voltaje definidas en el sistema. Es un método de evaluación de la seguridad de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia, que permite identificar:

- Las regiones o áreas que son susceptibles a colapsos de voltaje.
- Las contingencias críticas de cada región o área de control que pueden llevar el sistema al colapso de voltaje.

Las principales ventajas de este método son poco cálculo computacional y la facilidad de encontrar todas las áreas con problemas de colapso de voltaje con sus respectivas contingencias críticas.

Vaahedi en [8] (2001), discute y plantea un esquema de optimización jerárquico, en el cual optimiza un conjunto de acciones correctivas de control tal que la solución satisface un margen de estabilidad de voltaje dado. Se emplea el método de descomposición de Bender's para tratar casos donde el sistema de potencia esta estresado.

Menezes [9] (2003), introduce una metodología para reprogramar inyección de potencia reactiva al sistema de potencia proveniente de generadores y condensadores sincrónicos con el objetivo de mejorar el margen de estabilidad de voltaje.

---

La metodología se basa en el análisis de los factores de participación modal y flujo de potencia óptimo (OPF) en el que el margen de estabilidad de voltaje, que se calcula a partir de los vectores propios de la matriz Jacobiana reducida del sistema, es maximizado a partir de la reprogramación de potencia reactiva en el sistema. El objetivo principal de la metodología es reprogramar la inyección de potencia reactiva desde la perspectiva de mejorar el margen de estabilidad de voltaje sin causar impacto en el despacho económico de la potencia activa.

En esta metodología los autores no usan las restricciones de seguridad en la formulación del flujo de potencia óptimo, por lo tanto el cálculo del margen de estabilidad de voltaje puede no representar las condiciones del sistema bajo condiciones de estrés.

Vaahedi [10] (1999), emplea las restricciones de seguridad en la formulación del flujo de potencia óptimo en el escenario de planeación y expansión del sistema de potencia desde el punto de vista de potencia reactiva. El flujo de potencia óptimo se resuelve dos veces, la primera solución tiene en cuenta la restricción en el perfil del voltaje y la segunda solución tiene en cuenta la restricción del margen de estabilidad de voltaje seleccionado previamente.



## **2. Control de voltaje y gestión de potencia reactiva**

El control del voltaje y el manejo de la potencia reactiva, son dos aspectos de una misma actividad, la cual está orientada a mejorar la calidad de la potencia de los sistemas, reduciendo las pérdidas y el estrés sobre los elementos del mismo.

Para la adecuada gestión de potencia reactiva es necesario predecir la instalación global de equipos de compensación con la suficiente anticipación considerando un conjunto de escenarios futuros. Dada la alta complejidad y dinamismo de los sistemas, el determinar el tipo, ubicación y dimensionamiento óptimo para los dispositivos de compensación hace un poco difícil éste análisis por la gran cantidad de soluciones factibles. Asimismo, estos análisis deben asegurar una adecuada operación en el aspecto económico, de calidad, y seguridad.

La capacidad disponible del sistema de transmisión está limitada por la tecnología y por las restricciones económicas del sistema de potencia. Por lo tanto con el objetivo de maximizar la cantidad de potencia activa que puede ser transmitida sobre el sistema, los flujos de potencia reactiva deben ser minimizados. Para lograr esto, la potencia reactiva necesaria debe suministrarse localmente en el sistema para mantener los voltajes de los nodos dentro de los rangos permitidos para satisfacer los voltajes nominales de los equipos de los clientes.

El control del voltaje y la gestión de potencia reactiva deben cumplir con los siguientes objetivos para operar el sistema de forma segura [21]:

- Garantizar que los niveles de voltaje en todos los nodos del sistema estén dentro de los límites aceptables definidos.

- Mejorar la estabilidad de voltaje del sistema que trae como consecuencia maximizar la utilización de la red de transmisión.
- Reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red con el objetivo de asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente y se disponga de la máxima capacidad de transmisión de potencia activa.

Cuando se tiene deficiencia de potencia reactiva se presentan bajos voltajes en el sistema, lo cual puede producir efectos adversos en equipos, problemas de estabilidad, y pérdidas excesivas en la red.

Por otra parte si se tiene exceso de potencia reactiva se presentan altos voltajes en el sistema, los cuales ocasionan problemas en los aislamientos de los equipos, saturación de transformadores y problemas de estabilidad en los generadores.

Por las razones expuestas el soporte de voltaje y potencia reactiva debe ser suministrado mediante la combinación adecuada de los recursos de potencia reactiva disponibles en la red.

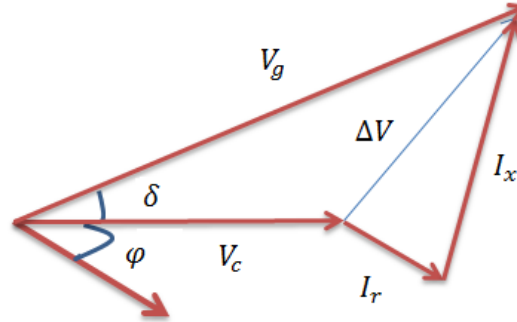
Adicionalmente la gestión de potencia reactiva en las redes eléctricas es una de las estrategias que se pueden emplear como metodología para gestión de potencia reactiva para incrementar la seguridad del sistema mediante la disminución de las pérdidas y la mejora de la estabilidad de tensión.

El objetivo de este capítulo es introducir de manera general el concepto de flujo de potencia reactiva, describir los niveles de control de voltaje y presentar los aspectos principales en la gestión de potencia reactiva.

## **2.1 Concepto de flujo de potencia reactiva**

En la figura 2-1 se muestra el diagrama fasorial de una carga que demanda potencia reactiva.

**Figura 2-1:** Diagrama fasorial para una carga con factor de potencia en atraso.



Del diagrama fasorial de la figura 2-1 tenemos que:

$$V_g^2 = \{V_c + (I \cos \varphi)r + (I \sin \varphi)x\}^2 + \{(I \cos \varphi)x - (I \sin \varphi)r\}^2 \quad (2.1)$$

Para la potencia activa  $P$  y potencia reactiva  $Q$  tenemos las siguientes ecuaciones:

$$P = V_c I \cos \varphi, \quad \frac{P}{V_c} = I \cos \varphi \quad (2.2)$$

$$Q = V_c I \sin \varphi, \quad \frac{Q}{V_c} = I \sin \varphi, \quad (2.3)$$

Reemplazando (2.2) y (2.3) en (2.1) obtenemos lo siguiente:

$$V_g^2 = \left[ V_c + \frac{P}{V_c} r + \frac{Q}{V_c} x \right]^2 + \left[ \frac{P}{V_c} x - \frac{Q}{V_c} r \right]^2 \quad (2.4)$$

De la ecuación (2.4) se puede decir que el primer término corresponde a la componente en fase con el voltaje de la carga  $V_c$  y el segundo término corresponde a la componente en cuadratura.

Adicionalmente de la ecuación (2.4) y del diagrama fasorial de la figura 2-1, se puede concluir que la componente en fase con el voltaje de la carga  $V_c$  es la que tiene mayor

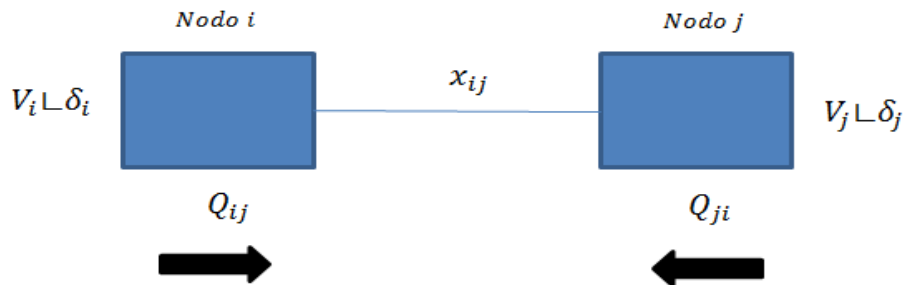
efecto en la caída de voltaje del punto de generación hasta la carga. En otras palabras se tiene que:

$$\Delta V \approx \frac{P}{V_c} r + \frac{Q}{V_c} x \quad (2.5)$$

De (2.5) se puede observar que la demanda de potencia reactiva tiene mayor efecto en el cálculo del  $\Delta V$ , debido a que esta multiplicado por la reactancia del elemento del sistema de transmisión.

Ahora analicemos como se puede expresar el flujo de potencia reactiva entre dos subestaciones que están unidas eléctricamente por una reactancia como se muestra en la figura 2-2.

**Figura 2-2:** Subestaciones conectadas a través de una reactancia.



El flujo de potencia reactiva entre las dos subestaciones se puede expresar en función de las magnitudes de los voltajes y la diferencia angular de la siguiente manera:

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{x_{ij}} (V_i - V_j \cos \delta) \quad (2.6)$$

Como se observa en (2.6) el flujo de potencia reactiva depende de la diferencia de la magnitud de los voltajes entre los extremos del elemento, adicionalmente se puede concluir que para diferencias angulares pequeñas el flujo de potencia reactiva circulara

de la subestación que tenga el mayor nivel de tensión a la subestación de menor nivel de tensión.

El consumo de potencia reactiva del sistema de transmisión se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$Q_P = Q_{ij} + Q_{ji} \quad (2.7)$$

Es decir:

$$Q_P = \frac{V_i^2}{x_{ij}} + \frac{V_j^2}{x_{ij}} - 2 * \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \cos \delta \quad (2.8)$$

De la ecuación (2.8) podemos decir que los requerimientos de potencia reactiva dependen aproximadamente del cuadrado de los voltajes entre los nodos  $i$  y  $j$ .

En resumen revisando las ecuaciones del flujo de potencia reactiva se puede concluir:

- El flujo de potencia reactiva produce una disminución en el voltaje que depende de la reactancia de la línea de transmisión.
- La diferencia de voltajes entre los nodos  $i$  y  $j$  produce un incremento en el consumo de potencia reactiva en la reactancia de la línea.
- La distribución del flujo de potencia reactiva en los extremos de la línea, depende de la corriente de carga y del consumo de potencia reactiva de la reactancia de la línea.

## 2.2 Niveles de control de voltaje

En un sistema de potencia, el nivel de voltaje es controlado mediante el manejo adecuado de la potencia reactiva, es decir produciendo o absorbiendo potencia reactiva.

En términos generales el control de voltaje en un sistema de potencia se divide en tres niveles jerárquicos [22]:

- Control primario (PVC)
- Control secundario (SVC o CSVC)
- Control terciario (TVC)

El valor de referencia de voltaje en cada nivel de control es mayor que en el nivel inferior, es decir el nivel de control más bajo es el control primario de voltaje (PVC), el (SVC) es el nivel de control intermedio o secundario y el nivel de control más alto es el nivel de control de voltaje terciario (TVC) [26].

Estos tres niveles de control de voltaje son separados en espacio y tiempo, es decir operan en escalas de tiempos diferentes pero adyacentes y le permiten al sistema de potencia permanecer en condiciones de estabilidad ante cambios en las variables de control del sistema.

El control de voltaje jerárquico ha demostrado ser una metodología eficaz para garantizar la estabilidad, la seguridad y operar el sistema de manera confiable y económica [24].

Cada uno de estos niveles desempeña papeles específicos que se describen a continuación:

### **2.2.1 Control de voltaje primario (PVC)**

Generalmente el control de voltaje primario se obtiene a través de la actuación del regulador automático de voltaje del generador (AVR) y del cambiador de tomas bajo carga del transformador (LTC) [22], [26].

El AVR del generador intenta mantener el voltaje en terminales de la maquina igual al voltaje de referencia suministrado por el operador del sistema o por los controladores de un nivel de control superior.

Adicionalmente se efectúa un control sobre el lado de alta del transformador elevador de la unidad con el objetivo de mantener la tensión igual al valor de referencia para evitar la circulación de potencia reactiva entre las unidades de la planta.

La actuación de los LTCs se utiliza para ajustar el nivel de voltaje en el lado secundario del transformador, este parámetro juega un rol muy importante en fenómenos de estabilidad de voltaje de largo plazo [22], [26].

De forma general en el control primario de voltaje el AVR o el LTC tratan de mantener cierto nivel de tensión en sus propios nodos. Estos niveles de voltaje son controlados por el operador del sistema o por los niveles de control de voltaje superiores como el SVC.

La respuesta del PCV es muy rápida en comparación con el SVC o el TVC típicamente el tiempo de respuesta de este nivel de control de voltaje esta del orden de los pocos segundos [27].

### **2.2.2 Control de voltaje secundario (SVC)**

Mientras el PVC mantiene una referencia de tensión fija para el control de una fuente de potencia reactiva como el AVR del generador o el LTC del transformador, el SVC controla múltiples recursos de potencia reactiva teniendo en cuenta las medidas de uno o múltiples puntos que se referencian como nodos piloto [22], [26].

El nodo piloto puede ser un nodo de generación o un nodo de carga; la magnitud de voltaje del nodo piloto debe reflejar el perfil de voltaje del área de control, y representa el nodo que se desea controlar y monitorear en cada zona de control de voltaje.

Físicamente, es un nodo ubicado en un punto estratégico de la zona y su magnitud de voltaje es representativa de los voltajes en la zona.

El SVC se hace mediante el ajuste individual de las consignas de los AVR's de los generadores, compensadores estáticos, compensadores sincrónicos y de los cambiadores de tomas de los transformadores, es decir el SVC alterara los ajustes de voltaje de los AVR's, los LTC's y de los capacitores sincrónicos y estáticos.

El SVC gestiona los recursos de potencia reactiva para el área donde fue seleccionado el nodo piloto con el objetivo de mantener buenos perfiles de voltaje dentro del área de control, como consecuencia de esto las pérdidas del sistema se minimizan y los equipos operaran más eficientemente, además el sistema se puede operar a mayor carga sin estar en cercanías del colapso de voltaje [22], [26].

El tiempo de respuesta del SVC es de 30 a 100 segundos y es considerado como un control regional [27].

### **2.2.3 Coordinación del control secundario de voltaje (CSVC)**

Estudios indican que el CSVC es más eficaz para mejorar el perfil de voltaje del sistema de potencia. Esta mejora del perfil de voltaje se explica considerando las diferencias que existen entre el CSVC y SVC que en resumen son las siguientes [22]:

- El CSVC cubre un área más amplia y como consecuencia habrá un mayor número de nodos piloto y medidas de control.
- En el CSVC se desarrollan matrices de sensibilidad de vinculación de los nodos piloto con los dispositivos de control, de tal manera que le permite al CSVC identificar correctamente el mejor dispositivo de control para mejorar el perfil de tensión.
- El CSVC evita maximizar la potencia reactiva de los generadores con el objetivo de garantizarle al sistema buenas reservas de potencia reactiva para condiciones de emergencia.

### **2.2.4 Control de voltaje terciario (TVC)**

El TVC va un paso más adelante que el PVC y el SVC y en este nivel de control de voltaje no solo se proporciona un buen perfil de voltaje si no que se obtiene un perfil de voltaje óptimo a todo el sistema eléctrico de potencia con criterios de seguridad y economía.

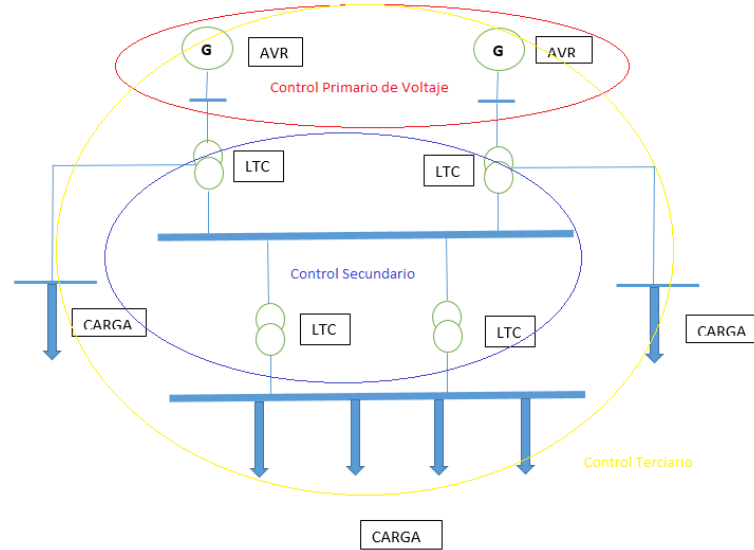
Esto se logra al proporcionar los puntos de ajuste de voltaje óptimo para los nodos piloto que son controlados por los niveles de control de voltaje SVC y CSVC [22], [26].

La TVC puede asegurar, de forma preventiva, la integridad del sistema y la seguridad. Por lo general, se utiliza un de flujo de potencia óptimo para este propósito. El control terciario opera en el conjunto de puntos del nivel del voltaje secundario, y controla directamente el nivel primario.

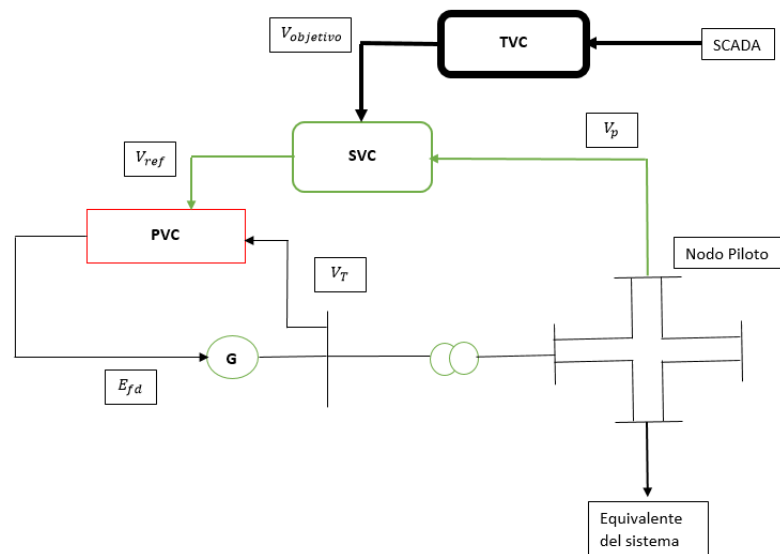
La constante de tiempo del control de voltaje terciario puede variar desde 15 minutos hasta varias horas [27].

En la figura 2-3 y 2-4 se muestran la estructura de un esquema del control jerárquico de voltaje y los niveles de control de voltaje en un sistema de potencia.

**Figura 2-3:** Estructura Jerárquica de control de voltaje en un sistema de potencia.



**Figura 2-4:** Niveles de control de voltaje en un sistema de potencia



En la tabla 2.1 se presenta un resumen de los niveles de control de voltaje en un sistema de potencia.

**Tabla 2-1:** Resumen niveles de control de voltaje.

NIVELES DE CONTROL DE VOLTAJE			
PVC	SVC	CSVC	TVC
Actuación sobre los AVR	Fija el voltaje del PVC	Mas nodos piloto	Perfil óptimo de perfil de voltaje en todo el sistema de potencia
Actúa sobre la compensación de potencia reactiva estática	Controla varios recursos de potencia reactiva	Vincula los nodos piloto con los dispositivos de control	
Actuación sobre los LTCs	Medidas a partir de los nodos piloto	Mayor margen de potencia reactiva	
	Mejora la calidad de voltaje, seguridad, flexibilidad		

## 2.3 Gestión de potencia reactiva

La potencia reactiva es un requerimiento básico para mantener la estabilidad de voltaje y juega un rol importante para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia. [29]

La práctica actual en gestión de potencia reactiva se basa en procesos heurísticos y en los juicios de los operadores de los sistemas para adquirir la potencia reactiva requerida por la red. Como consecuencia la operación del sistema no es la más óptima en cuanto al manejo de los recursos de potencia reactiva. [20]

Los efectos de la potencia reactiva en la seguridad y estabilidad de voltaje han sido bien investigados en las referencias [29], [30].

Existen tres razones importantes por las que es necesario administrar la potencia reactiva y controlar el voltaje [31]:

- Tanto los equipos de los usuarios como los que constituyen el sistema de potencia, están diseñados para operar dentro de un rango de tensiones que usualmente está entre el +10% y el -15% del voltaje nominal. Cuando se opera con límites inferiores al

mínimo, los equipos tienen un desempeño deficiente: las bombillas proveen menor iluminación, los motores de inducción tienden a sobrecalentarse y pueden llegar a dañarse, y algunos equipos electrónicos pueden no operar del todo. Con niveles de tensión superiores al máximo, el aislamiento del equipo se deteriora: Las bombillas se queman y se disminuye su vida útil, y los equipos electrónicos presentan fácilmente fallas internas.

- La energía reactiva consume recursos de generación y transmisión. Para maximizar la cantidad de energía activa que se puede transferir a través de una red de transmisión congestionada, se debe reducir al mínimo los flujos de energía reactiva. De igual forma, por efecto de la sobrecarga, la generación de energía reactiva limita la capacidad de generación de energía activa.
- El transporte de la potencia reactiva en un sistema de transmisión ocasiona pérdidas de energía, por lo cual el sistema debe suministrar tanto la energía como la capacidad de transporte para cubrir esas pérdidas.

Entre los beneficios de una adecuada gestión de potencia reactiva se encuentran [31]:

- Reducción de pérdidas de transmisión.
- Mejora del perfil de tensiones.
- Mejorar la utilización de la capacidad de transmisión.
- Postergar inversiones por necesidades de repotenciación.
- Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva frente a eventuales perturbaciones.
- Minimizar costos de operación del sistema.
- Evitar restricciones al despacho económico.
- Prevenir colapsos de tensión.
- Mantener márgenes de seguridad.
- Mejora del margen de estabilidad estacionaria y transitoria del sistema.

Por lo tanto, una adecuada gestión de potencia reactiva maximizara los beneficios técnicos y económicos.

Los principales trabajos estudiados con respecto a la gestión de potencia reactiva se resumen en la tabla 2-2, se destaca que en la mayoría de los trabajos investigados se enfocan principalmente en la solución del flujo óptimo de potencia reactiva.

**Tabla 2-2:** Resumen metodologías de gestión de potencia reactiva.

Estudio	Metodología
Gestión de potencia reactiva y reservas para mejorar el margen de estabilidad de voltaje [1]	Método de descomposición de Bender's., Flujo óptimo de potencia (OPF)
Metodología en estado estacionario para determinar la configuración de los dispositivos de control de potencia reactiva. [3]	Definir áreas de control para identificar los circuitos débiles del sistema y evaluar la distancia al colapso de voltaje.
Metodología para desarrollar un programa de gestión de potencia reactiva para sistemas de potencia. [4]	Define las cuatro componentes que debe tener un programa de gestión de potencia reactiva y la interacción entre estas.
Criterios de estabilidad de voltaje en términos de los márgenes de potencia activa y reactiva. [5] y [6]	El mínimo margen de potencia reactiva es determinado por el método de las curvas V – Q.
Márgenes de potencia reactiva para evaluar la inestabilidad de voltaje de sistemas de potencia. [7]	Se basa en las reservas de reactivos de los generadores sincrónicos y de los SVCs. Es un método de evaluación de la seguridad de estabilidad de voltaje.
Esquema de optimización jerárquico para encontrar el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia. [8]	Método de descomposición de Bender's.
Metodología para reprogramar inyección de potencia reactiva al sistema de potencia, con el objetivo de mejorar el margen de estabilidad de voltaje. [9]	Se basa en el análisis de los factores de participación modal y flujo de potencia óptimo (OPF).
Restricciones de seguridad en el escenario de planeación y expansión del sistema de potencia desde el punto de vista de potencia reactiva. [10]	Flujo de potencia Optimo (OPF)
Método para solución del flujo de potencia reactiva optimo [32]	División del sistema en áreas de control
Diseño de mercado competitivo localizado de servicios auxiliares de potencia reactiva [33]	Áreas de control de voltaje, distancia eléctrica
Gestión de potencia reactiva [34]	Áreas de control de voltaje, Algoritmo K-means, clusterización
Flujo de óptimo de potencia reactiva [35], [36], [37]	Búsqueda tabú, Algoritmos genéticos

## 2.4 Identificación y relación de las fuentes de potencia reactiva del sistema de potencia

El sistema de potencia dispone de dispositivos y equipos que pueden usarse para el control del voltaje y de potencia reactiva, estos equipos o dispositivos tienen diferencias en las características de velocidad de respuesta y tecnologías de control, a continuación se identifican de manera general los equipos del sistema de potencia que se usan para el control de potencia reactiva en un sistema de potencia como parte de la metodología de gestión de potencia reactiva.

### 2.4.1 Generador sincrónico

Los generadores sincrónicos tienen la capacidad de absorber o generar potencia reactiva dependiendo del sistema de excitación. Cuando el generador está sobre excitado suministra potencia reactiva al sistema y cuando está sub excitado absorbe potencia reactiva del sistema. La capacidad de mantener el flujo de potencia reactiva depende de los límites de la corriente de campo, la corriente de armadura y los límites térmicos de la máquina [21].

Otras limitaciones para la operación del generador es la estabilidad estática de la máquina dada por el ángulo de torque máximo, la excitación mínima permisible y la potencia máxima entregada por la máquina motriz.

A continuación se describe de manera general los límites de la curva de cargabilidad de un generador sincrónico.

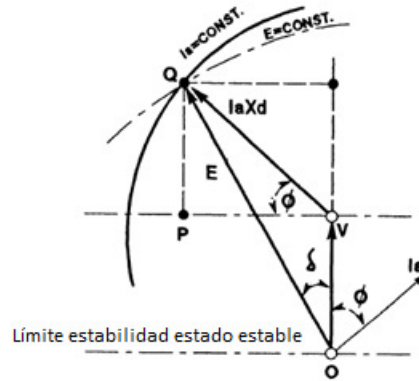
#### 2.4.1.1 Diagrama fasorial

La base para la construcción de la curva de capacidad del generador es el diagrama fasorial, mostrado en la Figura 2.5 [39].

En este diagrama se establece como fasor de referencia el voltaje en terminales del generador  $V_t$ , y es considerado constante. Para simplificar el diagrama el efecto de saturación y el valor de la resistencia de armadura son despreciados, se considera un

valor constante y no saturado para la reactancia sincrónica  $x_d$ . Se asume que el generador está conectado a una barra infinita.

**Figura 2-5:** Diagrama fasorial curva de cargabilidad del generador [39].



En la Figura 2.5 se observa que para un determinado voltaje en terminales  $V_t$ , y una corriente de armadura  $I_a$ , a un ángulo de fase  $\phi$  (es decir, para una salida dada en MVA) la fuerza electromotriz  $E$  es obtenida mediante la adición de la reacción de armadura  $I_a x_d$  a  $V_t$ , considerando que  $I_a x_d$  se encuentra perpendicular a  $I_a$  [39].

Para una salida constante en MVA  $I_a$ , es constante y su lugar geométrico es un círculo con centro al final del fasor voltaje  $V_t$ . La excitación constante implica que el lugar geométrico de  $E$  también es un círculo con centro  $O$ .

Para  $\delta = 90^\circ$  el límite de estabilidad estacionario es alcanzado, la línea horizontal a través de  $O$  representa este límite.

### 2.4.1.2 Límite de corriente del estator

Esta corriente produce calentamiento debido a las pérdidas  $I^2 R$ , es la corriente máxima permisible en el estator impuesta por el calentamiento del estator y afecta la vida útil del aislamiento [39].

En la figura 2-6, se muestra este lugar geométrico como una semicircunferencia de radio igual a la potencia aparente máxima (MVA), este valor viene dado por el producto de la tensión nominal y la corriente máxima permisible de armadura.

### **2.4.1.3 Potencia máxima de la máquina motriz**

Este límite está determinado por la capacidad de la máquina motriz debido a limitaciones propias de fabricación, esta restricción impide entregar más que cierta cantidad de potencia máxima [39], [40].

El lugar geométrico de este límite se representa mediante una recta paralela al eje de potencia reactiva, a una distancia de magnitud igual a la potencia máxima de la turbina.

En la figura 2-6 se puede observar como este lugar geométrico limita la potencia activa que puede entregar al generador.

### **2.4.1.4 Corriente máxima de excitación**

Existe un valor máximo permisible de corriente de excitación impuesto por el calentamiento del rotor, o por características propias de la excitatriz. Este valor de corriente de excitación induce en el estator una FEM máxima el cual genera un límite de potencia aparente entregada por el generador [39], [40].

En la figura 2-6 se puede ver cómo la operación del generador queda limitado en el cuadrante donde está sobreexcitado, el generador está entregando potencia reactiva al sistema.

### **2.4.1.5 Corriente mínima de excitación**

La excitatriz del generador es una máquina de corriente continua, por ello es imposible anular los flujos residuales (magnetismo remanente); por eso, aunque se anule la excitación siempre habrá una FEM mínima inducida para contrarrestar esos flujos residuales. En la práctica cuando no se conoce el valor de la corriente mínima de excitación, se estima un 5 a 10 % de la excitación necesaria con carga nominal [39], [40].

El lugar geométrico de este límite es una curva semejante a la corriente de excitación máxima, el límite para una mínima corriente de excitación se muestra en la figura 2-6.

#### **2.4.1.6 Límite de estabilidad permanente**

La potencia producida por un generador sincrónico depende del ángulo  $\delta$  definido entre la tensión en bornes del generador y la FEM inducida, El ángulo  $\delta$  se le conoce como ángulo de torque y la potencia máxima que puede suministrar el generador corresponde a un  $\delta = 90^\circ$ , la potencia máxima expresada por esta ecuación determina el límite de estabilidad estática del generador. Normalmente, los generadores no se acercan a este límite, siendo los ángulos típicos de torque entre  $15^\circ$  y  $20^\circ$  a plena carga.

#### **2.4.1.7 Límite de calentamiento en la región extrema**

Se debe considerar el calentamiento en la región extrema de la maquina (cabezales de bobinas) el cual es importante en máquinas de rotor sólido. Este límite se determina de manera experimental y corresponde aproximadamente a una línea recta que se traza desde el punto de factor de potencia 0.95 en adelante, sobre la curva de límite de corriente de armadura hasta el punto donde se observa el 60 % de la potencia reactiva con potencia activa igual a cero [14].

Después de haber impuesto las restricciones que limitan la operación del generador, la curva resultante es el límite de operación del generador el cual determina la región sobre la cual se asegura una operación confiable de la máquina.

A la curva de capacidad también se le conoce como carta de operación del generador y en ella se pueden determinar las diferentes combinaciones de MW y MVAR que pueden ser producidos por el generador a diferentes factores de potencia y ángulos de torque ( $\delta$ ).

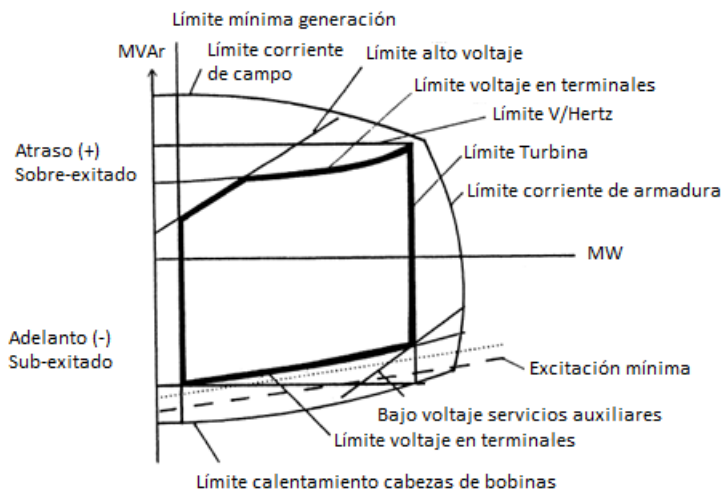
Los MVARs positivos son suministrados por el generador y es la zona de sobreexcitación donde el generador funciona con factor de potencia inductivo, y los MVARs negativos son alimentados dentro del generador desde el sistema de energía

y es la zona de sub excitación donde el generador trabaja con factor de potencia capacitivo.

Esta curva la suministran los agentes generadores al operador del sistema y se tienen en cuenta para el control de voltaje y potencia reactiva del sistema.

En la figura 2-6 se presenta una curva típica de un generador donde se identifican los límites de la curva de cargabilidad estudiados.

**Figura 2-6:** Límites de la curva de cargabilidad de un generador [39].



## 2.4.2 Condensador sincrónico

Los condensadores sincrónicos han jugado un papel muy importante en el control de tensión y potencia reactiva en los sistemas de potencia por más de 50 años [41].

El condensador sincrónico es capaz de proporcionar una compensación de potencia reactiva, es decir, que pueden absorber o generar la potencia reactiva automáticamente mientras mantiene las tensiones de las barras a las que están conectadas, no necesita primotor, está diseñada para que únicamente provea un

soporte de potencia reactiva a la red, y con el fin de compensar las pérdidas que se presenten en el sistema es capaz de generar potencia activa [41].

Algunas de las características para considerar este tipo de control es que regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambiadores de tomas de otros tipos de dispositivos, no introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos. Otra característica importante y particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por una falla en la red, es capaz de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente [21].

### **2.4.3 Condensadores y reactores conmutables**

Son dispositivos pasivos que absorben o generan potencia reactiva. El reactor está diseñado para absorber determinada cantidad de potencia reactiva a determinado nivel de tensión, pero no ofrecen control automático. Los bancos de condensadores están configurados para proveer una cantidad limitada de potencia reactiva [41].

Los inductores y capacitores son un medio sencillo y económico para el control de la potencia reactiva. Los condensadores suelen conectarse a la red en las horas pico cuando el voltaje se deprime, mientras que los inductores es necesario conectarlos cuando la el voltaje del sistema aumenta [21].

La forma ideal de la utilización de estos dispositivos es con una combinación de capacitores e inductores en paralelo y en serie respectivamente [21].

### **2.4.4 Static Var Compensators (SVC)**

Son elementos conectados en paralelo que generan o absorben potencia reactiva, combina capacitores y reactores, tienen el término “STATIC” puesto que a diferencia de los condensadores síncronos, estos no tienen movimiento ni rotación, presentan una capacidad de conmutación muy alta y usualmente requieren filtros para reducir la cantidad de armónicos inyectados a la red [21], [41].

Este tipo de compensación es la más utilizada para el sistema de transmisión. Son capaces de controlar individualmente las fases desde las barras a los cuales se encuentran conectadas [41].

### 2.4.5 Transformadores con cambiadores de tomas bajo carga

Son transformadores con cambiadores de tomas bajo carga que permiten diferentes puntos de conexiones en los devanados para seleccionar el número de vueltas del devanado de un transformador.

Generalmente los cambiadores de tomas se ubican en el lado de alta tensión en el transformador puesto que en ese lado la corriente es más baja que en el lado de baja tensión, los cambiadores de tomas de los transformadores pueden ser fijos o variables dependiendo de la carga que se está alimentando, esta variación es aproximadamente de  $\pm 10\%$  del voltaje [21], [41].

### 2.4.6 VQs.

Los sistemas VQ (*Voltaje Reactive Power Control*) son controladores microprocesados dinámicos de voltaje y potencia reactiva, ubicados en nodos importantes del sistema [41].

El control VQ es jerárquico, distribuido y discreto que toma decisiones mediante la coordinación de fuentes dinámicas de potencia reactiva (generadores, condensadores síncronos, cambiador de tomas, entre otros) con fuentes discretas de compensación reactiva (condensadores y reactores), para la conexión y desconexión de elementos [41].

En la tabla 2-3 se presenta una síntesis de los equipos para el control de potencia reactiva que existen en el sistema de potencia.

**Tabla 2-3:** Resumen equipos para el control de potencia reactiva en la red.

---

<b>Tecnología</b>	<b>Genera reactivos</b>	<b>Absorbe Reactivos</b>	<b>Velocidad de respuesta</b>
Generador	•	•	Rápida
Condensador sincrónico	•	•	Rápida
Condensadores	•		Baja
Reactores		•	Baja
SVC	•	•	Muy rápida
STATCOM	•	•	Muy rápida
Otros dispositivos FACTs	•	•	Muy rápida

## **3. Índices de estabilidad de voltaje**

La estabilidad de voltaje impone importantes limitaciones en la operación de sistemas de potencia y tiene una amplia relación con la seguridad de voltaje, entre mayor sea el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia mayor será su seguridad ante los diferentes disturbios a los que está sometido. Para garantizar la seguridad del sistema de potencia, este debe ser operado con un margen adecuado de estabilidad de voltaje mediante la programación apropiada de las fuentes de potencia reactiva y contar con las acciones necesarias para garantizar en el sistema perfiles de voltaje adecuados. [1]

Las principales medidas en contra de la inestabilidad de voltaje son clasificadas en acciones de control preventivas y correctivas [1].

La gestión de potencia reactiva y sus reservas a través de los cambiadores de tomas bajo carga, entrada y salida de bancos de condensadores y esquemas de control de voltaje son la principal acción de control preventiva contra la inestabilidad de voltaje [21].

En este capítulo se presenta una introducción general de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia, se define el margen de estabilidad de voltaje desde el punto de vista de la potencia reactiva y se define el índice de estabilidad de voltaje que se utilizara en la metodología de gestión de potencia reactiva.

### **3.1 Estabilidad de voltaje**

La estabilidad de voltaje se puede definir como la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes estables en todas las barras después de ser sometido a una perturbación de una condición de operación inicial dada. Por lo tanto la estabilidad de voltaje se produce cuando el voltaje y la potencia reactiva del sistema se puedan controlar todo el tiempo [42].

En forma general la incapacidad del sistema para suministrar la demanda requerida conduce a inestabilidad de voltaje [42].

La naturaleza del fenómeno de inestabilidad de voltaje puede presentarse en el sistema rápidamente (corto plazo produciendo el colapso de voltaje en pocos segundos) o de una manera más lenta (largo plazo produciendo colapso de voltaje en el intervalo de minutos hasta horas) [42].

Un sistema de potencia estable debe mantener los voltajes de todos los nodos en valores adecuados, durante el estado normal de operación y después de presentarse un disturbio. Por lo tanto, antes de la operación de un sistema de potencia debe realizarse un estudio de la estabilidad de voltaje, con el fin de determinar su estado de operación inicial y su seguridad de voltaje.

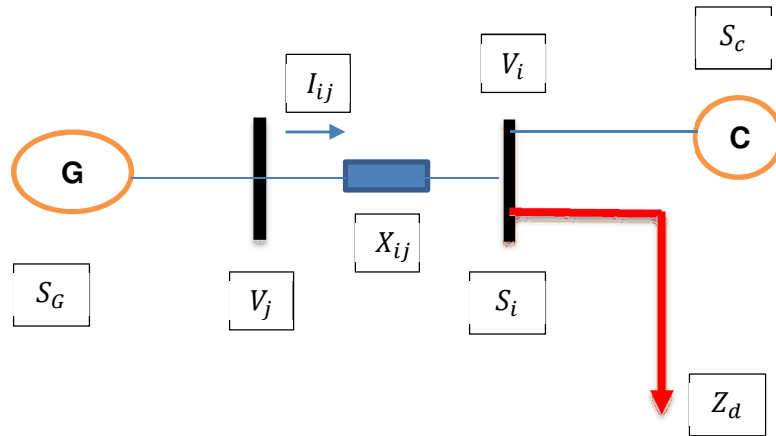
Un análisis de estabilidad de voltaje determina el estado de operación, el límite de estabilidad, el margen de estabilidad, la proximidad a la inestabilidad y los puntos críticos del sistema.

### **3.2 Margen de estabilidad de voltaje a partir de la potencia reactiva**

La potencia reactiva mantiene el campo magnético necesario para el funcionamiento de los equipos electromagnéticos y las magnitudes de los voltajes, por lo tanto, debe asegurarse que cada nodo tenga suficientes reservas de potencia reactiva. Las reservas de potencia reactiva se miden utilizando una fuente de inyección de potencia reactiva en paralelo con el nodo de carga  $i$ , como se muestra en la Figura 3-1.

La potencia activa se fija en un valor igual a cero  $P_{ci} = 0$ ; esto es similar a tener un condensador sincrónico de reactivos conectado al nodo [43].

**Figura 3-1:** Inyección de potencia reactiva en el nodo de carga [39].



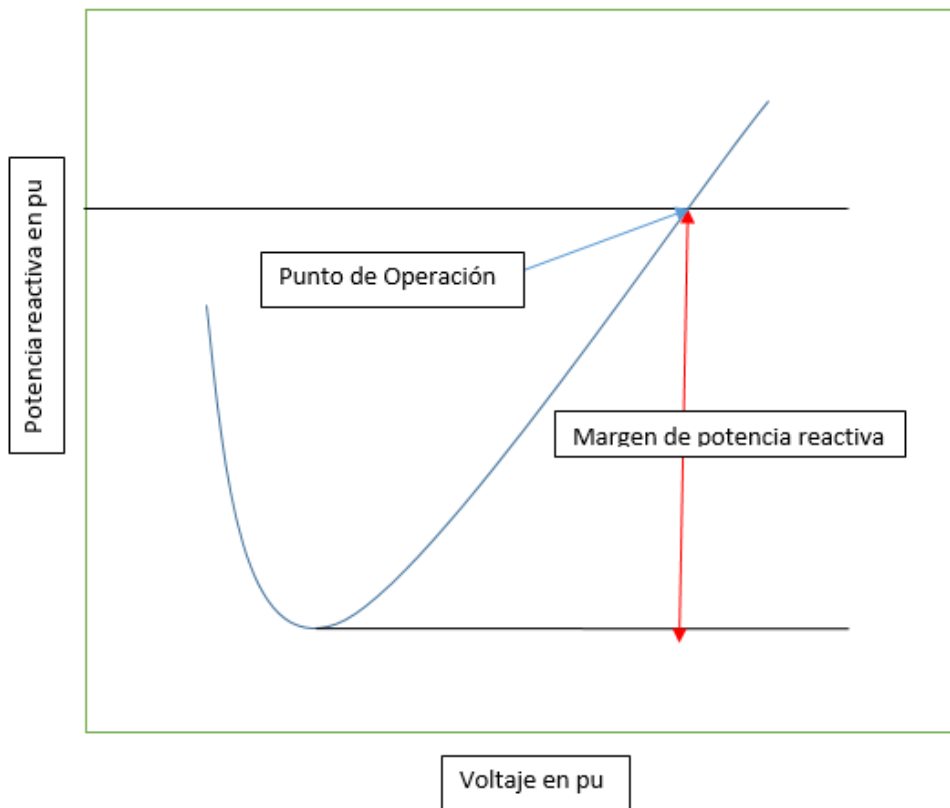
Las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva del nodo de carga  $i$ , incluyen la potencia inyectada por la fuente como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$0 = P_{ci} - P_{Di} + \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \sin(\delta_i - \delta_j) \tag{3.1}$$

$$0 = Q_{ci} - Q_{Di} - \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{V_i^2}{x_{ij}} \tag{3.2}$$

Si se realiza la variación continua de la potencia reactiva de la fuente de compensación y se corren varios flujos de carga, se obtendrá una curva V-Q como se muestra en la figura 3-2.

Este tipo de curva se utiliza para estudiar las reservas de potencia reactiva que tiene cada nodo y la compensación de potencia reactiva necesaria para mejorar la estabilidad de voltaje.

**Figura 3-2:** curva V-Q típica.

### 3.3 Índices para evaluar la estabilidad de voltaje en sistemas de potencia

El análisis de estabilidad de voltaje de un sistema de potencia se refiere a dos aspectos importantes:

- Un índice apropiado de estabilidad que describa cuándo el sistema está cerca de la inestabilidad de voltaje [44].
- Determinar cuáles son los nodos de débiles y cuáles son las áreas involucradas [44].

En la literatura existen numerosos tipos de índices que determinan la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia, en la Tabla 3-1 se realiza un resumen de algunos de los índices estudiados.

**Tabla 3-1:** Resumen índices de estabilidad de voltaje estudiados [44] a [48].

Índice	Descripción: Índice de estabilidad de línea		Referencia	
$L_{mn}$	Ecuaciones	$L_{mn} = \frac{4Q_j X}{[V_i \text{sen}(\theta - \delta)]^2}$	44	
	Variables	$V_i, V_j$		Voltajes en los nodos emisor y receptor
		$P_i, Q_i$		Potencia activa y reactiva del nodo emisor
		$P_j, Q_j$		Potencia activa y reactiva del nodo receptor
		$S_j, S_j$		Potencia aparente del nodo emisor y receptor
	$\delta_i - \delta_j = \delta$	Angulo entre el nodo emisor y el nodo receptor		
Basado en	Flujo de potencia en una línea simple equivalente			
Indicador	El índice refleja la gravedad de la carga, así como la estabilidad del sistema. $0 < L_{mn} < 1$			
Índice	Descripción: Factor de estabilidad de línea		Referencia	
$LQP$	Ecuaciones	$LQP = 4 \left( \frac{X}{V_i^2} \right) \left( \frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right)$	45	
	Variables	$V_i$		Voltaje en el nodo emisor
		$P_i$		Potencia activa del nodo emisor
		$Q_j$		Potencia reactiva del nodo receptor
		$X$		Reactancia de la línea
Basado en	Flujo de potencia en una línea simple equivalente			
Indicador	El índice debe ser menor a 1 para mantener la estabilidad de voltaje del sistema $0 < LQP < 1$			
Índice	Descripción: Índice de estabilidad de voltaje rapido		Referencia	
$FVSI$	Ecuaciones	$FVSI = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X}$	46	
	Variables	$V_i$		Voltaje en el nodo emisor
		$Z$		Inpedancia de la línea
		$Q_j$		Potencia reactiva del nodo receptor
		$X$		Reactancia de la línea
Basado en	El FVSI predice la ocurrencia de un colapso de voltaje y análisis de contingencias.			
Indicador	El índice debe ser menor a 1 para mantener la estabilidad de voltaje del sistema $0 < FVSI < 1$			

Índice	Descripción: Proximidad al colapso de voltaje		Referencia	
<i>VCPI</i>	Ecuaciones	$VCPI_1 = \frac{P_j}{P_{jMAX}} \quad VCPI_2 = \frac{Q_j}{Q_{jMAX}}$	47	
	Variables	$P_j$		Potencia activa obtenida del flujo de carga
		$P_{jMAX}$		Potencia activa max transferida por la línea
		$Q_j$		Potencia reactiva obtenida del flujo de carga
		$Q_{jMAX}$		Potencia reactiva max transferida por la línea
Basado en	Investiga la estabilidad de cada línea del sistema, se basa en el concepto de transferencia máxima de potencia a través de la línea.			
Indicador	El índice debe ser menor a 1 para mantener la estabilidad de voltaje del sistema $0 < VCPI < 1$			
Índice	Descripción: Estabilidad de voltaje en línea		Referencia	
<i>LVSÍ</i>	Ecuaciones	$LVSÍ - \frac{4P_j r}{[V_i \cos(\theta - \delta)]^2} \leq 1$	44	
	Variables	$P_j$		Potencia activa obtenida del flujo de carga
		$V_i$		Voltaje del nodo emisor
		$\theta - \delta$		Angulo entre el nodo emisor y el nodo receptor
	Basado en	Propone desde el punto de vista de las relaciones entre la potencia activa de línea y la tensión de la barra de la línea.		
Indicador	El índice debe ser menor a 1 para mantener la estabilidad de voltaje del sistema $0 < LVSÍ < 1$			
Índice	Descripción: Estabilidad de voltaje nodal		Referencia	
<i>Lindex</i>	Ecuaciones	$L = \max_{j \in \alpha} (L_j) = \max_{j \in \alpha} \left  1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} V_i}{V_j} \right $	48	
	Variables	$P_j$		Potencia activa obtenida del flujo de carga
		$V_i$		Voltaje del generador i
		$\theta_{ij}$		Angulo de fase del termino $F_{ij}$
	Basado en	Basado en la solución de las ecuaciones de flujo de potencia. Es una medida cuantitativa para la estimación de la distancia de la situación real del sistema para el límite de estabilidad.		
Indicador	El índice debe ser menor a 1 para mantener la estabilidad de voltaje del sistema $0 < Lindex < 1$			

De los índices estudiados y resumidos en la tabla anterior, se elige para la metodología de gestión de potencia reactiva el índice de estabilidad de voltaje *L-index*. Este es elegido debido a que es de tipo nodal, y es de fácil cálculo, es decir representa un buen compromiso entre precisión y rapidez de cálculo. La formulación de este índice se presentara en el capitulo siguiente.

## **4. Metodología de gestión de potencia reactiva**

El objetivo principal en la gestión de potencia reactiva en sistemas de potencia es identificar las variables de control tales como voltaje en los generadores, cambiadores de tomas de los transformadores y otras fuentes de potencia reactiva como los bancos de condensadores, los reactores o dispositivos FACTS, con el objetivo de proporcionar un mejor control de voltaje que resultara en mejorar los perfiles de voltaje del sistema, la seguridad y la confiabilidad [11].

Este problema está clasificado como un problema de flujo de potencia optimo (OPF), en general un problema de flujo de potencia optimo es un problema de programación no lineal (NLP) que es usado para encontrar parámetros óptimos de control minimizando o maximizando varias funciones objetivo sujetas a restricciones impuestas por el sistema.

La metodología de gestión de potencia reactiva propuesta en este trabajo entrega lo siguiente:

- Una estrategia de división de la red eléctrica de energía en áreas de control.
- Permite calcular la disponibilidad de reservas de potencia reactiva por áreas de control.
- Evaluar la estabilidad de voltaje de las áreas de control y estimar la distancia a los puntos de inestabilidad de voltaje.

### **4.1 División de la red en áreas de control**

La identificación de áreas de control en un sistema de potencia es un proceso de identificación de algún grupo de nodos coherentes que no se traslapen. Este grupo de nodos es el conjunto que forman el área de control de voltaje si están lo suficientemente desacoplados de sus áreas vecinas. Es decir cada área de control de voltaje está

compuesta por los nodos que tienen un acople eléctrico significativo entre ellos (dependencias) [49].

El perfil de voltaje del nodo de cada área de control se puede controlar de manera efectiva por los soportes de potencia reactiva que están dentro de esta y el control dentro del área es muy poco influenciado por las demás áreas [49].

Los esquemas actuales de control secundario de tensión están basados en el control descentralizado de conjunto de nodos o zonas geográficas, formadas alrededor de un nodo dominante, cuyas características de regulación de tensión son representativas del área de la que forma parte [50].

Cada área se forma alrededor de un nodo denominado nodo piloto, el cual es seleccionado de entre un subconjunto de nodos elegidos entre los más fuertes o robustos [50].

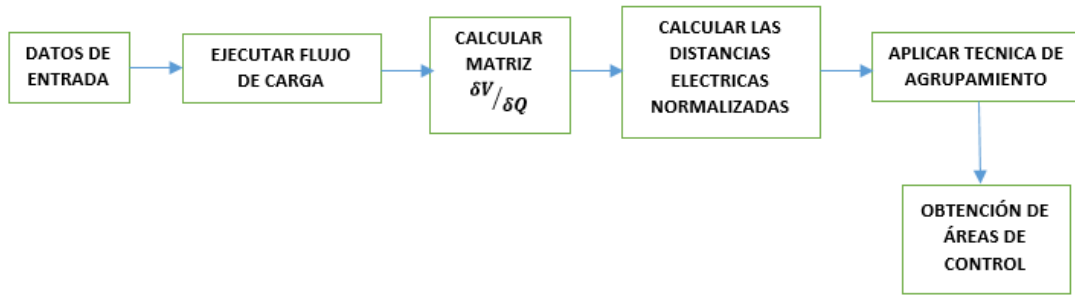
La principal motivación es que al controlar la tensión de este nodo se tendrá una influencia importante en los nodos eléctricamente cercanos. Un segundo criterio, es que el acoplamiento eléctrico entre los nodos pilotos de cada área sea relativamente bajo para evitar problemas de interacción dinámica entre lazos de control. Esto, a su vez, asegura que el intercambio de potencia reactiva entre áreas vecinas sea minimizado [50].

A continuación se presenta la estructura de la metodología seleccionada para división del sistema en áreas de control para la metodología de gestión de potencia reactiva.

#### **4.1.1 Estrategia seleccionada para la división de la red en áreas de control**

En la figura 4-1 se muestra el procedimiento para la identificación de las áreas de control de voltaje del sistema de potencia, esta identificación se basa en la metodología de agrupación jerárquica [49].

**Figura 4-1:** Procedimiento división del sistema en áreas de control.



La descripción general del método es el siguiente:

Inicialmente se debe calcular el Jacobiano del sistema y obtener  $J_R$  donde  $J_R = \left[ \frac{\partial V}{\partial Q} \right]$ , esto se realiza de la siguiente manera:

Las ecuaciones de balance energético para cada nodo del sistema de potencia están definidas como:

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (4.1)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (4.2)$$

El jacobiano del sistema se obtiene a partir de la linealización de las ecuaciones (4.1) y (4.2) donde se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Siendo el jacobiano:

$$J_K = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

De acuerdo con [21], se asume que la potencia activa permanece constante para una condición de operación, es decir  $\Delta P = 0$ , de (4.3) obtenemos que:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Por lo que se obtiene de (4.6)

$$\Delta\theta = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V \quad (4.7)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \Delta\theta + J_{QV} \Delta V \quad (4.8)$$

Sustituyendo (4.7) en (4.8) obtenemos:

$$\Delta Q = (-J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} + J_{QV}) \Delta V \quad (4.9)$$

Si definimos  $J_R = (-J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} + J_{QV})$  la ecuación (4.9) se puede escribir como:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (4.10)$$

$$\Delta Q = J_R^{-1} \Delta V \quad (4.11)$$

$J_R$  Se denomina el jacobiano reducido del sistema y representa la relación lineal entre los cambios de magnitud de tensión ( $\Delta V$ ) en los nodos y la inyección de potencia reactiva en los mismos nodos [21].

Luego de obtener  $J_R$  se invierte y se define una matriz que está dada por:

$$B = J_R^{-1} = \frac{\partial V}{\partial Q} \quad (4.12)$$

Los elementos de la matriz  $B$  se reescriben como  $b_{ij}$ , donde  $b_{ij} = \frac{\partial V_i}{\partial Q_j}$ , luego de hacer este procedimiento se obtiene la matriz de atenuación  $a_{ij}$  entre todos los nodos como:

$$a_{ij} = \frac{b_{ij}}{b_{jj}}$$

Luego se calculan las distancias eléctricas entre los nodos como  $D_{ij} = -\ln(a_{ij} \cdot a_{ji})$  y finalmente se normalizan las distancias eléctricas como:

$$D_{ij} = \frac{D_{ij}}{\text{Max}(D_{i1} \dots \dots \dots, D_{iN})}$$

Para la identificación de las áreas de control de voltaje se utiliza en esta metodología de gestión de potencia reactiva el algoritmo "*k - means*" descrito en [49], que consiste en lo siguiente:

**Paso 1:**

Seleccionar  $k$  centros de agrupamiento  $Z_1(1), Z_2(1), \dots, Z_k(1)$ , arbitrariamente.

**Paso 2:**

Para la iteración  $n$ -ésima distribuir la muestra  $\{X\}$  a lo largo del agrupamiento dominante usando la siguiente relación:

$$x \in S_j(r) \quad \text{si} \quad \|x - z_j(r)\| < \|x - z_i(r)\|$$

Para todo  $i = 1, 2, \dots, K$  donde  $S_j(r)$  denota el conjunto de muestras tal que el centro del agrupamiento es  $z_j(r)$ .

**Paso 3:**

De los resultados obtenidos en el paso 2 se calcula el nuevo centro del agrupamiento  $z_j(r+1), j = 1, 2, \dots, K$ , tal que la suma de las distancias al cuadrado de todos los puntos en  $S_j(r)$  del nuevo centro del agrupamiento es minimizada. Estos centros de agrupamiento son considerados como la media de la muestra de  $S_j(K)$ .

$$z_j(K+1) = \frac{1}{N} \sum_{X \in S_j(K)} X, j = 1, 2, \dots, K$$

Donde  $N_j$  es el número de muestras en  $S_j(r)$ .

**Paso 4:**

Si  $z_j(r + 1) = z_j(r)$  para  $j = 1, 2, \dots, K$ , el algoritmo converge, en caso contrario repita el paso 2.

## 4.2 Definición del índice de estabilidad de voltaje

Se elige para la metodología de gestión de potencia reactiva el índice de estabilidad de voltaje,  $L - index$ , este índice es elegido debido a que es de tipo nodal, y es de fácil cálculo, es decir representa un buen compromiso entre precisión y rapidez [48].

Aparte de su cálculo rápido, este índice es capaz de evaluar en cada barra el margen de estabilidad de voltaje de estado estacionario. Del mismo modo, este índice toma en cuenta los nodos generadores que llegan al límite de potencia reactiva y de esta manera se puede obtener el margen de potencia reactiva [48].

El valor de  $L - index$  oscila entre cero (sin carga) y uno (colapso de voltaje). Este valor implícitamente incorpora el efecto de todas las cargas en su evaluación en los nodos de carga individual. El nodo con el valor más alto de  $L - index$  será el más vulnerable y, por lo tanto, este método ayuda a identificar las áreas débiles que requieren un apoyo crítico de potencia reactiva. La teoría general y el algoritmo de  $L - index$  se resumen en lo siguiente [48]:

Las ecuaciones del sistema de potencia en términos de la matriz de admitancia nodal pueden ser escritas de la siguiente manera:

$$I_{barra} = Y_{barra} V_{barra} \quad (4.12)$$

Separando las barras de carga ( $\alpha_L$ ) y las barras de generación ( $\alpha_G$ ), la ecuación (4.13) se puede escribir como:

$$\begin{bmatrix} I_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & Y_2 \\ Y_3 & Y_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Para esta formulación suponemos que el sistema de transmisión es lineal y permite la representación en términos de una matriz  $H$ .

Es decir la ecuación (4.13) se puede escribir como:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = [H] \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Dónde:

$V_L$  Vector de voltajes para los nodos de carga.

$I_L$  Vector de corrientes para los nodos de carga.

$V_G$  Vector de voltajes para los nodos de generación.

$I_G$  Vector de corrientes para los nodos de generación

$H$  Matriz híbrida definida a partir de la  $Y_{barra}$

Resolviendo el sistema de la ecuación (4.15) se llega a:

$$Z_{LL} = Y_1^{-1}$$

$$F_{LG} = Y_1^{-1}Y_2$$

$$K_{GL} = Y_3Y_1^{-1}$$

$$Y_{GG} = Y_4 - Y_3Y_1^{-1}Y_2$$

Luego de calcular la matriz  $F_{LG}$  se define el indicador de estabilidad de voltaje para cada nodo de carga como [48]:

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} V_i}{V_j} \right| \quad (4.16)$$

El valor de  $L_j$  esta entre (0 y 1), para condiciones estables  $0 \leq L_j \leq 1$ , y se debe cumplir para todo nodo  $j$ .

Ahora se puede definir un indicador de estabilidad de voltaje para el sistema completo como [48]:

$$L_{index} = \max_{j \in \alpha_L} (L_j) \quad (4.17)$$

### **4.3 Gestión de potencia reactiva mediante evolución diferencial**

Recientemente algoritmos basados en evolución diferencial han sido desarrollados y aplicados a problemas de optimización, este algoritmo es una versión mejorada del algoritmo genético y proporciona una optimización rápida.

La evolución diferencial tiene varias ventajas en comparación con otros métodos, se puede encontrar una solución cerca del óptimo independientemente de los parámetros iniciales, es de rápida convergencia y requiere pocos parámetros de control, adicionalmente su programación es simple y se puede utilizar en optimización entera y discreta.

#### **4.3.1 Formulación del problema**

El problema de gestión de potencia reactiva se resuelve mediante la optimización del comportamiento en estado estacionario del sistema de potencia en términos de una o más funciones objetivo que satisfacen varias restricciones de igualdad y desigualdad. [11].

Este problema se puede formular de la siguiente manera:

#### **4.3.2 Función objetivo No 1 – Pérdidas de potencia reactiva**

El colapso de voltaje tiene que ver con la no atención de la demanda de potencia reactiva requerida por el sistema de potencia debido a las limitaciones en su producción y transmisión. Las limitaciones en producción de potencia reactiva se refieren a los límites de los generadores básicamente en su curva de cargabilidad y a la baja producción de los bancos de condensadores instalados en bajo voltaje. Los límites en transmisión se refieren a las pérdidas de potencia reactiva en las líneas altamente cargadas y a la salida de elementos que reducen la capacidad del sistema de transmisión de la red.

De las ecuaciones de flujo de carga descritas en (4.1) y (4.2) las pérdidas de potencia reactiva se pueden expresar como:

$$f_1 = Q_{Perdidas} = Q_{ij} + Q_{ji} = -b_{ij}^{shunt}(V_i^2 + V_j^2) - b_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos \theta_{ij}) \quad (4.18)$$

Dónde:

$Q_{ij}$  Potencia reactiva entre el nodo  $i$  y  $j$ .

$Q_{ji}$  Potencia reactiva entre el nodo  $j$  e  $i$ .

$b_{ij}^{shunt}$  Suceptancia shunt entre el nodo  $i$  y  $j$ .

$b_{ij}$  Suceptancia entre el nodo  $i$  y  $j$ .

$V_i < \theta_i$  y  $V_j < \theta_j$  Son los voltajes de las subestaciones  $i$  y  $j$

En esta metodología se propone como primera función objetivo minimizar las pérdidas de potencia reactiva en el sistema de potencia.

### 4.3.3 Función objetivo No 2 – Índice de estabilidad de voltaje

#### *L<sub>index</sub>*

Este índice es capaz de evaluar en cada barra el margen de estabilidad de voltaje de estado estacionario. Del mismo modo, este índice toma en cuenta los nodos generadores que llegan al límite de potencia reactiva y de esta manera se puede obtener el margen de potencia reactiva.

$$f_2 = L_{index} = \max_{j \in \alpha_L}(L_j) \quad (4.19)$$

El valor de este índice de estabilidad de voltaje depende de la topología de la red y de la primera función objetivo, por lo tanto el segundo objetivo en el problema es minimizar  $f_2$ .

A continuación se presentan las restricciones del problema:

### 4.3.4 Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad usadas en el problema de gestión de potencia reactiva son las ecuaciones de flujo de carga de estado estacionario del sistema de potencia, las cuales se definieron en (4.1) y (4.2) y se muestran nuevamente:

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (4.1)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (4.2)$$

Para  $i = 1, 2, NB$

Dónde:

$NB$  Numero de barras del sistema de potencia.

$P_G$  y  $Q_G$  Potencia activa y reactiva del generador respectivamente.

$P_D$  y  $Q_D$  Potencia activa y reactiva de las cargas respectivamente.

$G_{ij}$  y  $B_{ij}$  Son la conductancia y la susceptancia entre la barra  $i$  y la barra  $j$  respectivamente.

### 4.3.5 Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad consideradas en la metodología de gestión de potencia reactiva son los límites de operación del sistema y pueden ser definidas de la siguiente manera:

#### 4.3.5.1 Restricciones de generación

El voltaje del generador  $V_G$  y la potencia reactiva de salida  $Q_G$  están restringidos por sus límites superior e inferior como:

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max}, i = 1, 2, \dots, NG \quad (4.20)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}, i = 1, 2, \dots, NG \quad (4.21)$$

Dónde:

$NG$  Numero de generadores del sistema de potencia.

#### 4.3.5.2 Restricciones de transformación

El ajuste de los cambiadores de tomas de los transformadores deben estar dentro de sus límites máximo y mínimo y puede escribirse como:

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, i = 1, 2, \dots, NT \quad (4.22)$$

Dónde:

$NT$  Numero de transformadores del sistema de potencia.

#### 4.3.5.3 Restricciones de los elementos de compensación de potencia reactiva conmutables

Las fuentes conmutables de compensación de potencia reactiva  $Q_c$  están restringidas por su límite máximo y mínimo, se puede expresar como:

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max}, i = 1, 2, \dots, NC \quad (4.23)$$

Dónde:

$NC$  Numero de fuentes conmutables del sistema de potencia.

#### 4.3.6 Restricciones de seguridad

Las restricciones de seguridad incluyen los límites máximo y mínimo de las magnitudes de los voltajes  $V_L$  de las barras de carga y el límite máximo de cargabilidad de las líneas de transmisión, esto se puede expresar como:

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max}, i = 1, 2, \dots, NL \quad (4.23)$$

$$S_{Li} \leq S_{Li}^{max}, i = 1, 2, \dots, nl \quad (4.25)$$

Combinando los objetivos y las restricciones, el problema de gestión de potencia reactiva puede formularse como un problema de optimización multi-objetivo con restricciones no lineales y puede expresarse por:

$$\text{Minimizar} [f_1(x, u), f_2(x, u)] \quad (4.26)$$

Sujeto a:

$$\text{Restricciones de igualdad } g(x, u) = 0 \quad (4.27)$$

$$\text{Restricciones de desigualdad } h(x, u) \leq 0 \quad (4.28)$$

Dónde:

$x$  Es el vector de variables dependientes, que son el voltaje en las barras de carga  $V_L$ , la potencia reactiva de salida del generador  $Q_G$  y la cargabilidad de las líneas de transmisión  $S_L$ .

Por lo tanto  $x$  puede expresarse cómo:

$$x^T = [V_{L1} \dots V_{LN}, Q_{G1} \dots Q_{GNG}, S_{L1} \dots S_{Lln}] \quad (4.29)$$

$u$  Es el vector de variables de control, que son los voltajes en los generadores  $V_G$ , el ajuste de los cambiadores de tomas de los transformadores T y las compensaciones de potencia reactiva conmutables  $Q_C$ .

$u$  Puede expresarse como:

$$u^T = [V_{G1} \dots V_{GNG}, T_1 \dots T_{NT}, Q_{C1} \dots Q_{CNC}] \quad (4.30)$$

## 4.4 Introducción a la optimización multi-objetivo

El problema de gestión de potencia reactiva radica principalmente en la existencia de uno o más funciones objetivo.

Resolver un problema de optimización consiste en encontrar una o varias soluciones que maximicen o minimicen una o varias funciones objetivo. Cuando un problema de optimización tiene más de un objetivo se denomina problema de optimización multi-objetivo [51].

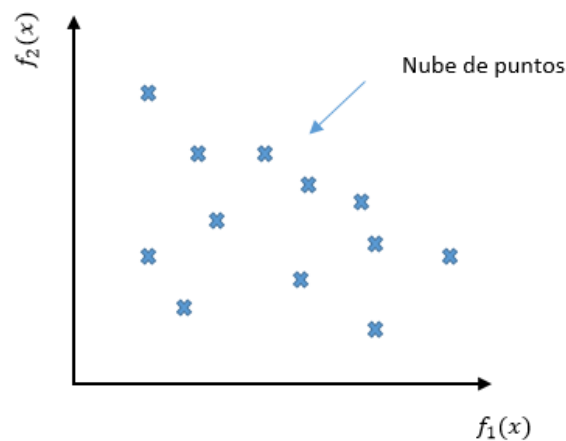
Un problema general de optimización multi-objetivo incluye un conjunto de  $n$  variables de decisión, un conjunto de  $f$  funciones objetivo y un conjunto de  $m$  restricciones. Los objetivos y las restricciones son funciones de las variables.

Matemáticamente, en el caso de que se deseen minimizar 2 objetivos, el problema puede expresarse como se definió en las ecuaciones (4.26) a (4.28)

Las funciones objetivo  $f_1$  y  $f_2$ , pueden estar en conflicto, de forma que al mejorar cualquiera de ellas se produce un empeoramiento de la otra función objetivo.

Cuando se resuelve un problema multi-objetivo es habitual obtener un conjunto de posibles soluciones. El conjunto de soluciones puede representarse gráficamente considerando en cada eje a cada una de las funciones objetivo que se desea optimizar, esto se ilustra en la figura 4-2.

**Figura 4-2:** Soluciones de un problema de optimización multi-objetivo.



#### 4.4.1 Dominancia de Pareto

Algunos de los algoritmos utilizados para la optimización multi-objetivo tienen en cuenta el concepto de dominancia de Pareto. El concepto de dominancia permite comparar dos soluciones considerando varios objetivos simultáneamente, siendo así posible identificar entre soluciones que se denominan dominadas y otras no dominadas [51].

Según este concepto, todas las soluciones son comparadas entre sí verificándose el concepto de dominancia de una sobre la otra. Según se indica en [Deb, 1999], el concepto de dominancia puede ser descrito de la siguiente forma [51]:

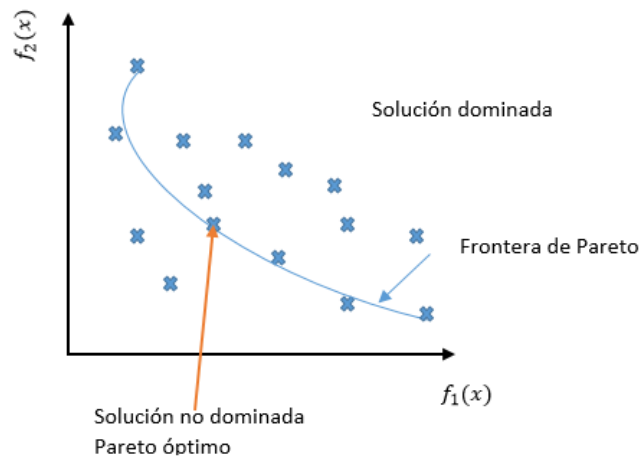
Una solución  $x(1)$  domina a una solución  $x(2)$  si se cumplen las siguientes dos condiciones:

- La solución  $x(2)$  no es mejor que la solución  $x(1)$  en ninguna de las funciones objetivo.
- La solución  $x(1)$  es estrictamente mejor que la solución  $x(2)$  en por lo menos una de las funciones objetivo.

Considerando este concepto, existen tres posibilidades entre las dos soluciones  $x(1)$  y  $x(2)$ :

- $x(1) > x(2)$  ( $x(1)$  domina a  $x(2)$ ).
- $x(1) < x(2)$  ( $x(2)$  domina a  $x(1)$ ).
- $x(1) \approx x(2)$  (ninguna de las soluciones domina a la otra).

Al buscar un conjunto de soluciones no dominadas, éstas deben representar una buena aproximación de la frontera óptima de Pareto o frontera de eficiencia, que está formada por todas las soluciones no dominadas, tal y como se muestra en la figura 4-3.

**Figura 4-3:** Frente de Pareto, caso de minimización.

Para la función  $f: X \subset \mathbb{R}_n \rightarrow \mathbb{R}_k$ , el conjunto  $f^* := f(x^*)$  se denomina mínimo global si:

$$\forall x \in X: f(x^*) < f(x)$$

Entonces  $x^*$  es el denominado conjunto de soluciones que corresponden al mínimo global.  $f$  Es la función objetivo y el conjunto  $X$  es el espacio de soluciones [51].

En otras palabras, el punto  $x^*$  es un óptimo de Pareto, si no existe un vector  $x$  que haga mejorar alguno de los objetivos (respecto a los valores obtenidos para  $x^*$ ), sin que empeore de forma simultánea alguno de los otros.

A raíz de estas definiciones, se deduce que el mínimo global de un problema multi-objetivo es el frente de Pareto de dicho problema y estará formado por el conjunto de todos los vectores no dominados.

## 4.5 Algoritmo de evolución diferencial

La evolución diferencial se refiere a una rama de la computación evolutiva desarrollada por Rainer Storn y Kenneth Price en 1998 [12], [13] para optimización en espacios continuos.

Al igual que en algoritmos genéticos, el algoritmo de evolución diferencial (DE) es un algoritmo basado en una población que emplea cruce, mutación (diferencial) y operadores de selección.

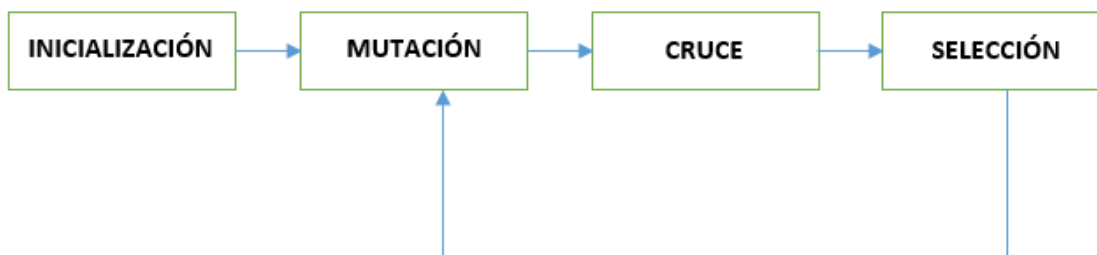
Es un modelo evolutivo que enfatiza la mutación, utiliza un operador de cruce/recombinación a posteriori de la mutación. Fue propuesto para optimización con parámetros reales y se trata de una técnica no determinística basada en la evolución de una población de vectores (individuos) de valores reales que representan las soluciones en el espacio de búsqueda. La generación de nuevos individuos se lleva a cabo mediante operadores diferenciales de mutación y de cruce.

Las diferencias que hay entre los algoritmos genéticos y los DE básicamente se presenta en el proceso de selección y el esquema de mutación que hace que los algoritmos DE sean auto adaptativos.

En la DE todas las soluciones tienen la misma probabilidad de ser seleccionadas como padres y emplean un proceso de selección ambicioso, que se convierte en la nueva mejor solución, estos padres ganan la competencia entregando una ventaja significativa de convergencia sobre los algoritmos genéticos.

Los algoritmos de evolución diferencial trabajan a través de ciclos simples de estados mostrados en la figura 5-3.

**Figura 4-4:** Diagrama de un algoritmo de evolución diferencial.



Los estados de un algoritmo de evolución diferencial se describen a continuación [12], [13]:

### 4.5.1 Inicialización

Para inicializar el algoritmo es decir en  $t = 0$ , las variables independientes del sistema son inicializadas en un rango numérico en el cual sean factibles. Por lo tanto si la  $i^{\text{th}}$  variable tiene sus límites inferior y superior definidos como  $x_i^l$  y  $x_i^u$  respectivamente, entonces la  $j^{\text{th}}$  componente del  $i^{\text{th}}$  miembro de la población puede ser inicializada de la siguiente manera:

$$x_{ij}(0) = x_j^l + rand(0,1) * (x_j^u - x_j^l)$$

Donde  $rand(0,1)$  es un número aleatorio distribuido uniformemente entre (0 y 1).

### 4.5.2 Mutación

En cada generación un vector  $V_i(t)$  es creado con el objetivo de cambiar la población de vectores  $x_i(t)$ . Generalmente el método de creación del vector  $V_i(t)$  es diferente en varios esquemas de la DE. Para este trabajo se seleccionara la estrategia de mutación definida por:

$$DE/ran/1$$

En esta estrategia de mutación la creación del vector  $V_i(t)$  para el  $i^{\text{TH}}$  miembro de  $x_i$  se obtiene seleccionando tres vectores de parámetros  $xr1$ ,  $xr2$ ,  $xr3$  al azar y que no sean coincidentes con la población actual  $x_i(t)$

Luego un numero escalar  $F$  que se define como la diferencia entre dos de los tres vectores seleccionados al azar se adiciona al otro vector restante.

La constante de mutación  $F > 0$  establece el rango de diferenciación entre los individuos  $xr2$ ,  $xr3$  con el objetivo de evitar el estancamiento en el proceso de búsqueda.

La  $j^{\text{th}}$  componente de cada vector puede expresarse como:

$$v_{i,j}(t + 1) = x_{r1,j}(t) + F(x_{r2,j}(t) - x_{r3,j}(t))$$

### 4.5.3 Cruzamiento

Para incrementar la diversidad de la población, el operador de cruzamiento se lleva a cabo mediante el intercambio de las componentes del vector  $V_i(t)$  con los de la población inicial  $x_i(t)$ .

En este tipo de algoritmos se pueden utilizar dos esquemas de cruzamiento, el primero es el cruzamiento exponencial y el segundo es el cruzamiento binomial.

En este trabajo se seleccionara el esquema de cruzamiento binomial el cual se lleva a cabo en todas las variables y se puede expresar como:

$$u_{i,j}(t) = \begin{cases} v_{i,j}(t) & \text{si } rand(0,1) < CR \\ x_{i,j}(t) & \text{En otro caso} \end{cases}$$

En otras palabras, tras la mutación, se realiza una operación de recombinación sobre cada individuo  $V_i(t)$  (objetivo), para generar un individuo intermedio  $u_i(t)$  (ensayo).

El individuo intermedio  $u_i$  es construido mezclando las componentes de  $V_i$  y  $x_i$  bajo la probabilidad definida en  $CR \in (0,1)$

### 4.5.4 Selección

Para mantener el tamaño de la población constante sobre las generaciones subsecuentes, el proceso de selección es aplicado para encontrar cuál de uno de los hijos y su padre sobrevivirá en la siguiente generación, es decir en el tiempo  $t = t + 1$ , esto se puede expresar como:

$$\vec{X}_i(t+1) = \begin{cases} \vec{U}_i(t) & \text{si } f(\vec{U}_i(t)) \leq f(\vec{X}_i(t)) \\ \vec{X}_i(t) & \text{si } f(\vec{X}_i(t)) \leq f(\vec{U}_i(t)) \end{cases}$$

Dónde:

$f(\cdot)$  Es la función a ser minimizada. Por lo tanto si el hijo  $\vec{U}_i(t)$  produce un mejor valor en la función de aptitud, este es seleccionado.

En otras palabras, finalmente el operador de selección decide en base a la mejora de la función de aptitud, si el individuo intermedio  $u_i$  es aceptado y reemplaza al individuo objetivo  $v_i$ ; o si por el contrario, el individuo intermedio  $u_i$  es rechazado y se conserva el individuo objetivo en la siguiente generación.

En términos generales en la Evolución Diferencial (DE), las variables se representan mediante números reales (o sea, opera a nivel fenotípico). La población inicial se genera aleatoriamente, aunque se usan reglas de reparación que aseguren que cada variable se genere dentro de los límites requeridos.

Posteriormente, se selecciona aleatoriamente un individuo para reemplazo y se seleccionan 3 individuos como padres.

Uno de los 3 padres seleccionados es el “padre principal”. Con alguna probabilidad, se cambia cada variable del padre principal, de tal forma que al menos una de sus variables sea modificada.

El cambio se efectúa agregando al valor de la variable una razón de la diferencia entre los dos valores de esta variable en los otros dos padres. En esencia, el vector del padre principal se perturba con el vector de los otros dos padres, este proceso es el cruzamiento en estos algoritmos.

Si el valor resultante es mejor que el elegido para reemplazo, entonces lo reemplaza, de lo contrario, se retiene el vector elegido para reemplazo.

La evolución diferencial entonces difiere de los algoritmos genéticos (AG) en los siguientes aspectos:

- Usa representación real, mientras el AG suele usar representación binaria.
- Se usan 3 padres, en vez de los 2 que usa el AG.
- Se genera un solo hijo a partir del cruzamiento, este se produce a partir de la perturbación de uno solo de sus padres.

- El nuevo padre reemplaza a un vector de la población elegido aleatoriamente solo si es mejor que él. En el AG, siempre se reemplaza la población anterior.

La evolución diferencial presenta las siguientes fortalezas:

- Tiene un excelente equilibrio entre velocidad de convergencia y evitar la convergencia prematura.
- Es una excelente primera opción cuando se encara un nuevo problema de optimización, o segunda tras GA.
- Es eficiente tanto en problemas reales como artificiales.
- Es uno de los algoritmos evolutivos más rápido.

## 4.6 Implementación del algoritmo de evolución diferencial aplicado al caso de estudio

Para el caso de estudio se seleccionaron los siguientes parámetros claves de la formulación del algoritmo de evolución diferencial como criterio de parada:

Constante de mutación  $F = 0.6$

Constante de cruce  $CR = 0.8$

Tamaño de la población  $NP = 15$

Máximo número de generaciones  $NP = 100$

El primer paso en el algoritmo de evolución diferencial es crear la población inicial. Todas las variables independientes las cuales incluyen los voltajes en los generadores y la posición de los cambiadores de tomas de los transformadores se generan de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$x_{ij}(0) = x_j^l + rand(0,1) * (x_j^u - x_j^l)$$

Donde para cada parámetro independiente de cada población se le asigna un valor dentro de la región factible especificada, con esto se crean los vectores padres de las variables independientes para la primera generación, después se encuentran las

variables dependientes como potencia reactiva de los generadores, voltajes en los nodos de carga, flujos por las líneas etc.

#### **4.6.1 Pasos computacionales del algoritmo de evolución diferencial**

La evolución diferencial se utilizó para encontrar la mejor variable de control a partir de la población inicial generada aleatoriamente, al final de cada generación los mejores individuos basados en el valor de la función de aptitud son seleccionados.

Los pasos para el cálculo del algoritmo son los siguientes:

- 1) Generar la población inicial aleatoriamente dentro de los límites de las variables de control.
- 2) Para cada generación se corre un flujo de carga utilizando la herramienta computacional Matlab donde se formuló el flujo de carga para el sistema de potencia con el objetivo de encontrar el punto de operación.
- 3) Se evalúa la función de aptitud.
- 4) Se realiza la operación de mutación y cruce.
- 5) Se seleccionan los individuos para la próxima generación.
- 6) Seleccionar el mejor individuo de la generación actual.
- 7) Se repiten los pasos 2 al 5 hasta que se cumpla el criterio de parada.
- 8) Se selecciona la variable de control que corresponde al mejor individuo.
- 9) Si la solución es aceptable, se encontró la mejor solución y su valor objetivo, en caso contrario cambie los ajustes del algoritmo y repita los pasos de 1 a 8.

Se utilizó Matlab como herramienta computacional en la formulación y evaluación del algoritmo de evolución diferencial como parte de la metodología de gestión de potencia reactiva.

## 4.7 Análisis y resultados

Como caso de estudio se utilizaron los sistemas de 14 y 30 barras de la IEEE, los datos de entrada de estos casos se presentan en el anexo A.

Los límites de voltaje de todas las barras se definen como 0.9 *pu* como límite inferior y 1.1 *pu* como límite superior para las barras de generación y de carga.

Para los transformadores se definieron límites de voltaje de 0.9 *pu*, para el límite inferior y 1.1 *pu*, para el límite superior.

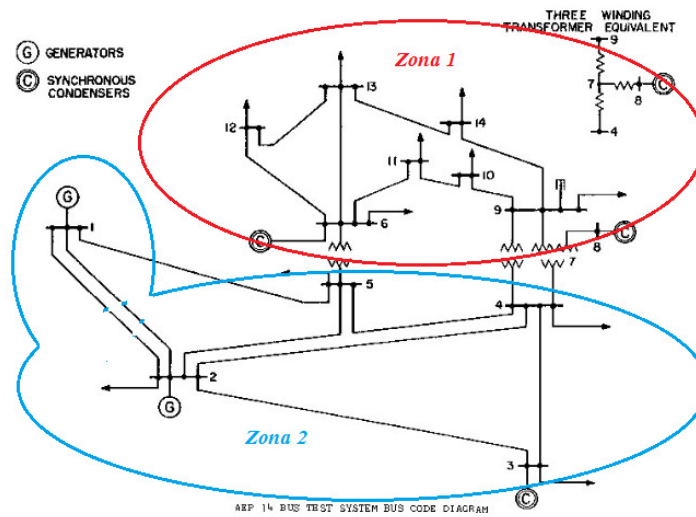
### 4.7.1 División de la red en áreas de control caso 14 barras

Para el caso del sistema de 14 barras, la división óptima de la red se da para dos zonas, los resultados se presentan en la tabla 4-1 y gráficamente se presenta en la figura 4-5.

**Tabla 4-1:** Resultados división de la red 14 barras.

<b>División del sistema 14 Barras</b>	
<b>Zona</b>	<b>Nodos</b>
1	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14
2	1, 2, 3, 4, 5

**Figura 4-5:** División geográfica de la red 14 barras.

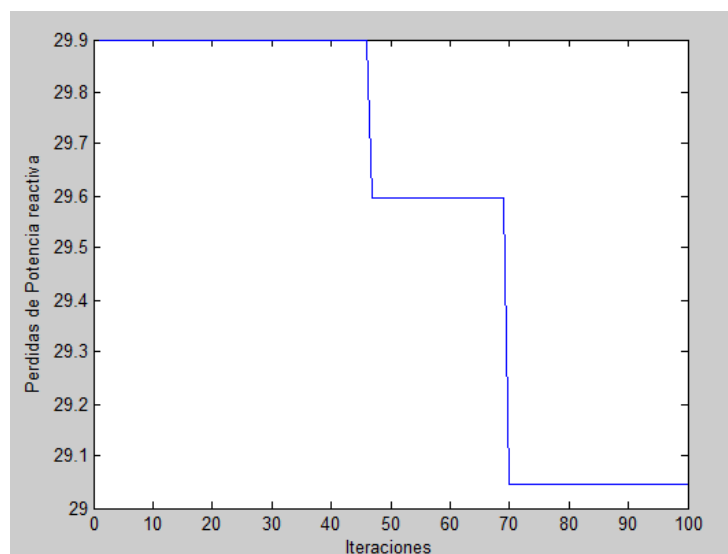


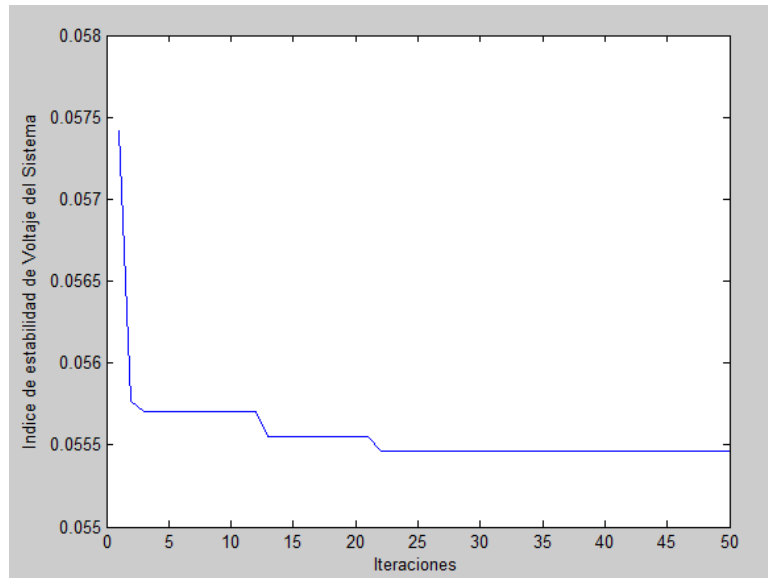
### 4.7.2 Problema de optimización caso 14 barras

Inicialmente las funciones objetivo  $Q_{Perdidas}$  y  $L_{index}$  se optimizan de manera individual para explorar los puntos extremos.

Estos resultados se muestran en las figuras 4-6 y 4-7.

**Figura 4-6:** Convergencia para  $f_1$  caso 14 barras.



**Figura 4-7:** Convergencia para  $f_2$  caso 14 barras.

El mejor resultado de la función objetivo  $Q_{Perdidas}$  cuando se optimiza de manera individual se presenta en la tabla 4-2.

**Tabla 4-2:** Mejor resultado  $Q_{Perdidas}$  Optimizado de manera individual.

No	Variable de Control	Ajuste
		Optimo (pu)
1	Slack	1.089
2	V3	1.05
3	V6	1.0222
4	V8	1.1
5	V12	1.039
6	T65	1.1
7	T94	1.06
<b>Perdidas (MVAr)</b>		<b>29.045</b>

El mejor resultado de la función objetivo  $L_{index}$  cuando se optimiza de manera individual se presenta en la tabla 4-2.

**Tabla 4-3:** Mejor resultado  $L_{index}$  Optimizado de manera individual.

No	Variable de Control	Ajuste Optimo	Barra más débil
1	Slack	0.9538	14
2	V3	1.05	
3	V6	1.05	
4	V8	0.9893	
5	V12	1.09	
6	T65	1.08	
7	T94	1.06	
<b><math>L_{index}</math></b>		<b>0.055</b>	

De los resultados obtenidos para este caso, se obtuvo que las pérdidas del sistema son equivalentes a 29.045 MVA<sub>r</sub> y el índice de estabilidad de voltaje del sistema obtenido es 0.055.

Se concluye que con los ajustes arrojados por el algoritmo evolutivo disminuyen las pérdidas de potencia reactiva y por consiguiente se presenta lejanía a la inestabilidad de voltaje.

La convergencia del algoritmo para la función objetivo  $f_1$  se presenta en la iteración número 70 y para la función objetivo  $f_2$  se presenta en la iteración número 21, esto muestra la eficacia y rapidez del algoritmo para resolver este problema.

Posteriormente el problema se resuelve como un problema de optimización multi-objetivo, minimizando las dos funciones objetivo simultáneamente, utilizando la técnica de combinación lineal de las dos funciones objetivo como:

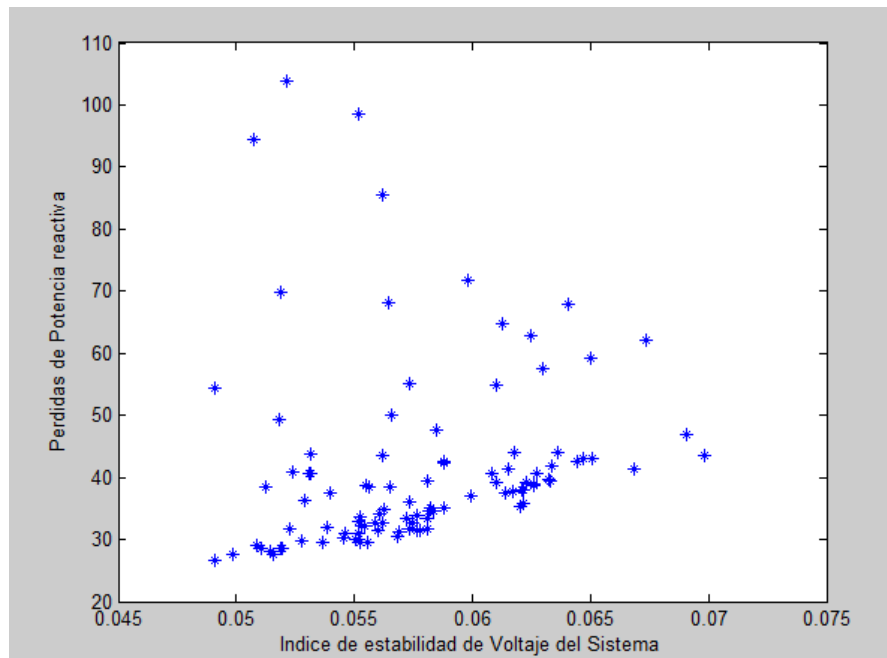
$$\text{Minimizar: } w * P_L + (1 - w) * V_D$$

El algoritmo de evolución diferencial se aplicó 20 veces variando el factor  $w$  generado de forma aleatoria para un número entre (0 y 1).

Las soluciones no dominadas fueron seleccionadas eliminando la peor solución del conjunto de soluciones.

El conjunto del óptimo de Pareto tiene múltiples soluciones no dominadas y se muestran en la figura 4-8.

**Figura 4-8:** Frente de Pareto caso 14 nodos.



Las dos mejores soluciones no dominadas que entregaron los mejores valores para  $f_1$  y  $f_2$  se muestran en la tabla 4-4.

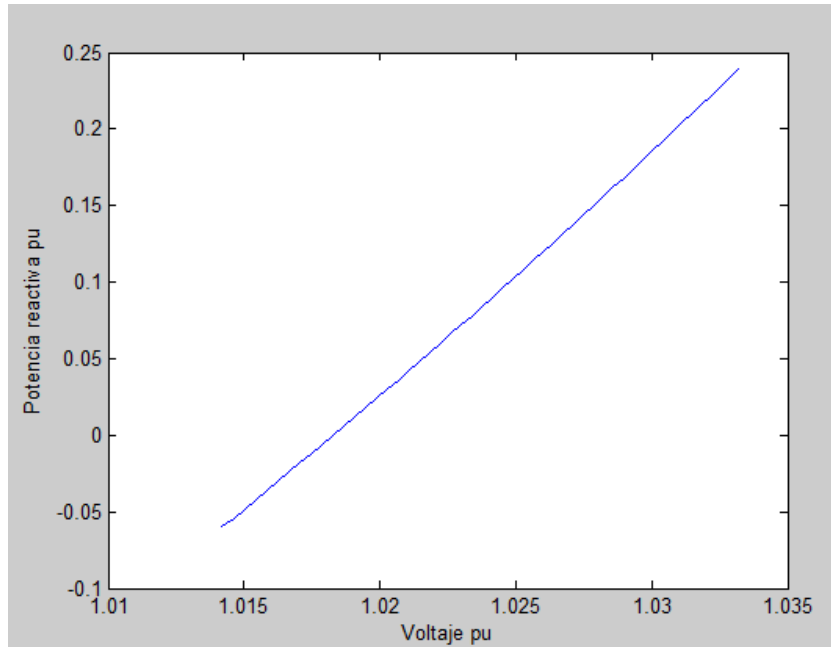
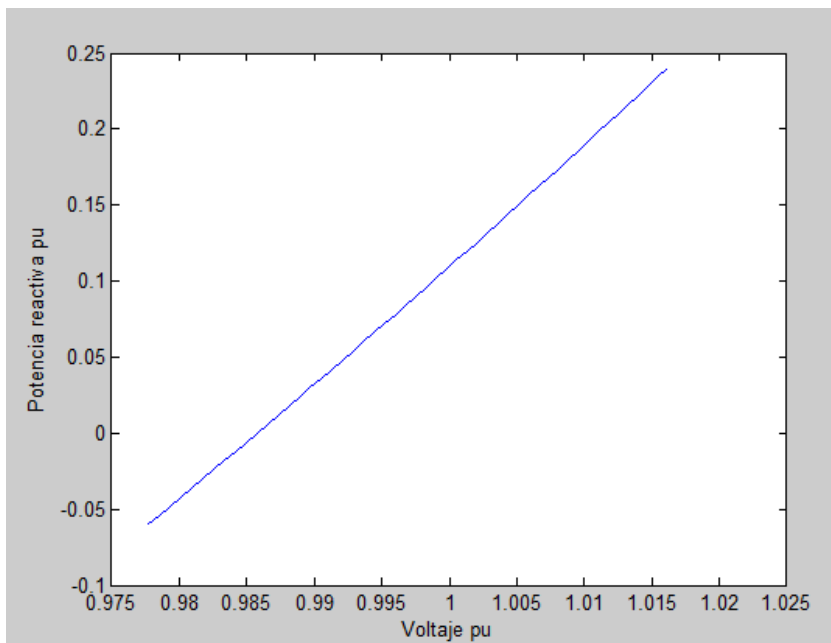
**Tabla 4-4:** Mejor resultado  $L_{index}$  y perdidas Optimizado de manera conjunta.

No	Variable de Control	Ajuste	Barra más débil
		Optimo (pu)	
1	Slack	1.1	14
2	V3	1.0588	
3	V6	1.05	
4	V8	1.0639	
5	V12	1.0814	
6	T65	1.1	
7	T94	1.03	
<b>Perdidas (MVar)</b>		<b>26.7201</b>	
<b><math>L_{index}</math></b>		<b>0.0491</b>	

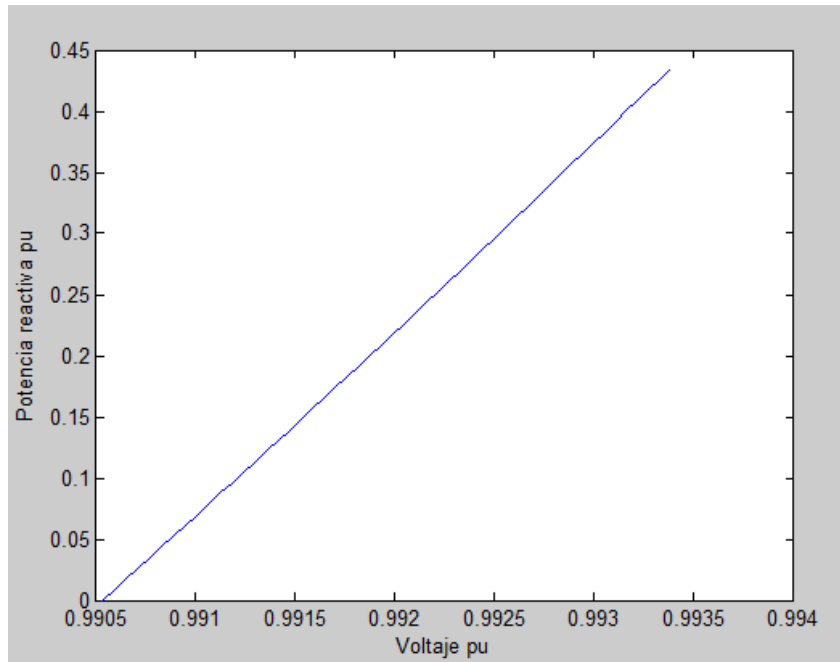
Con respecto a los flujos de carga de estado estacionario y los flujos con el algoritmo de evolución diferencial se presenta una reducción en las perdidas de potencia reactiva de 1.0234 pu, lo que representa una mejora en la estabilidad de voltaje del sistema de prueba.

### 4.7.3 Margen de potencia reactiva caso 14 barras

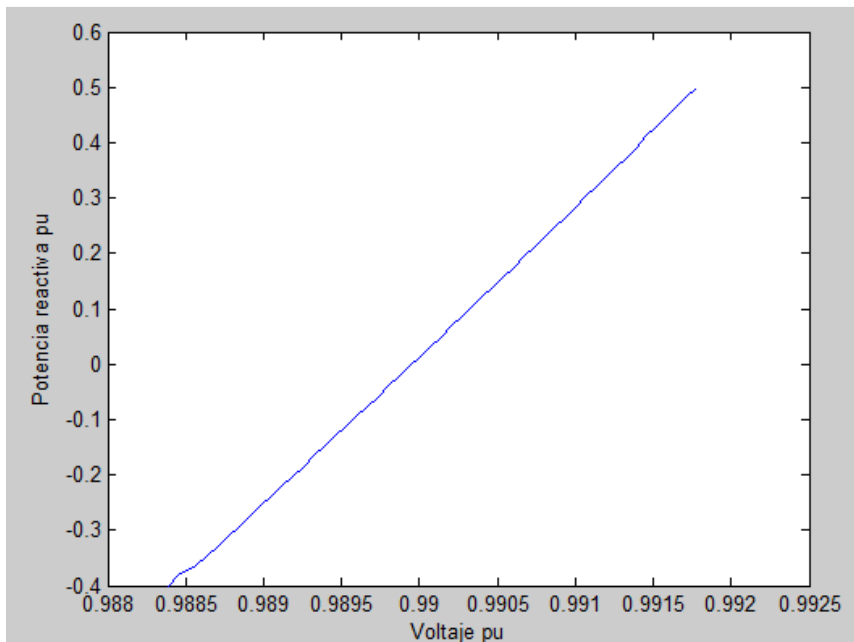
Las curvas V-Q son construidas mediante la realización de una secuencia de flujos de carga para un intervalo de niveles de cargas y un intervalo de tensiones en la zona de interés, se muestran las curvas del nodo más débil con respecto a los nodos de generación. De los resultados obtenidos se concluye que el generador ubicado en el nodo 8 presenta una mayor influencia en el nodo 14 y para este caso se debe prestar mayor atención en el control de voltaje en esta subestación para evitar que el sistema entre en una zona de estabilidad de voltaje.

**Figura 4-9:** Influencia del generador del nodo 8 con respecto a la barra 14.**Figura 4-10:** Influencia del generador del nodo 6 con respecto a la barra 14.

**Figura 4-11:** Influencia del generador del nodo 3 con respecto a la barra 14.



**Figura 4-12:** Influencia del generador del nodo 2 con respecto a la barra 14.



### 4.7.4 División de la red en áreas de control caso 30 barras

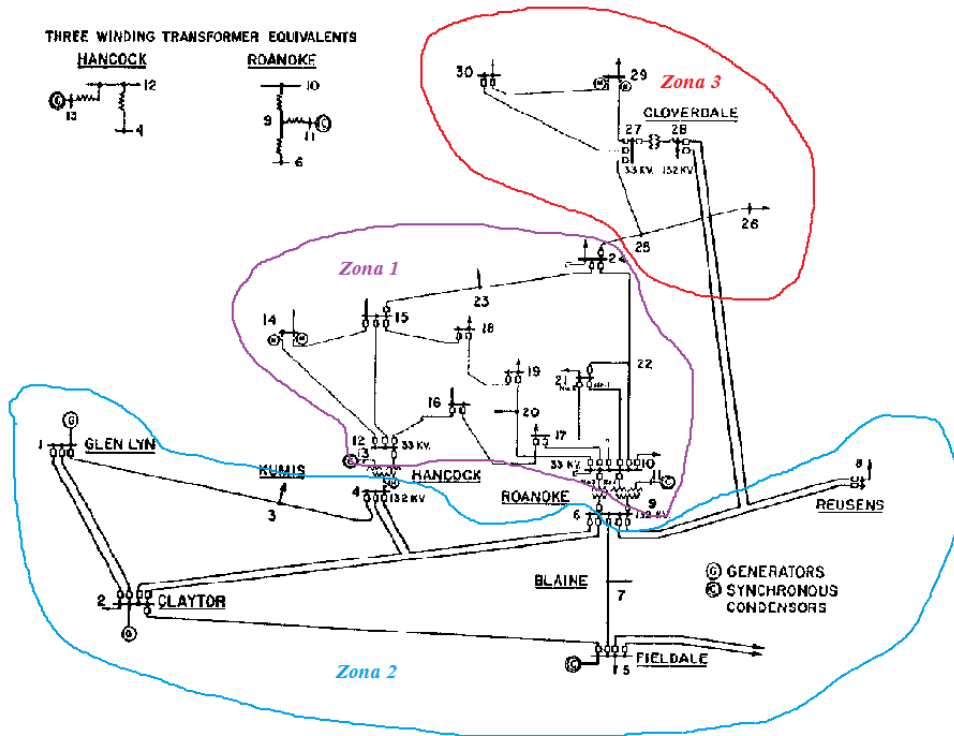
Se aplica nuevamente los procedimientos definidos en la metodología de gestión de potencia reactiva al sistema de prueba de 30 barras, los resultados más relevantes se muestran a continuación:

Para el caso del sistema de 30 barras, la división óptima de la red se da para tres zonas, los resultados se presentan en la tabla 4-5 y gráficamente se presenta en la figura 4-13.

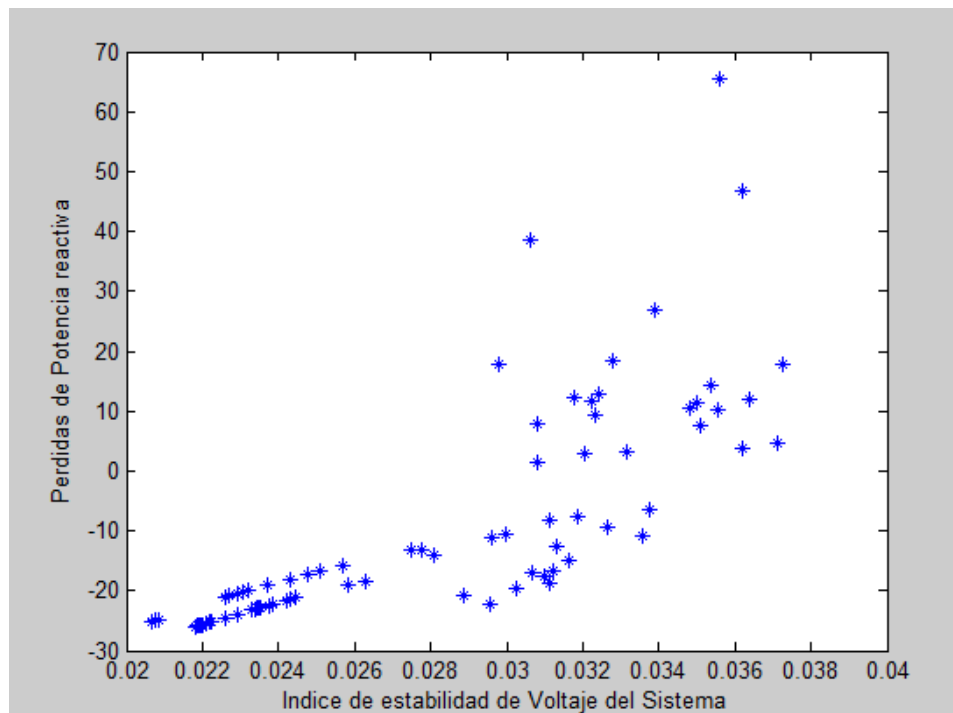
**Tabla 4-5:** Resultados división de la red 30 barras.

División del sistema 14 Barras	
Zona	Nodos
1	9 al 24
2	1 al 8
3	25 al 30

**Figura 4-13:** División geográfica de la red 30 barras en áreas de control.



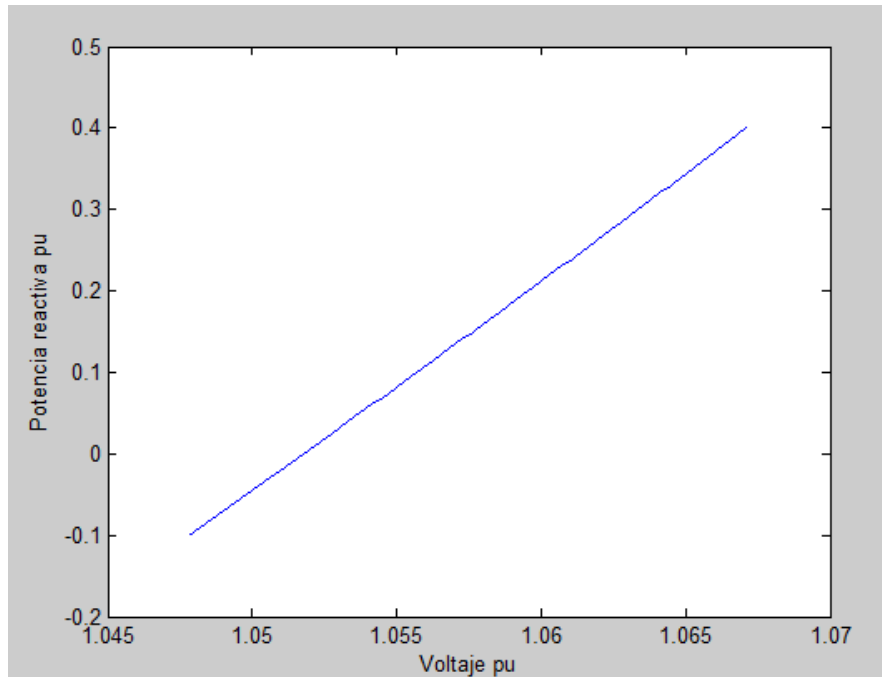
**Figura 4-14:** Frente de Pareto caso 30 nodos.



**Tabla 4-6:** Mejor resultado  $L_{index}$  y perdidas Optimizado de manera conjunta.

No	Variable de Control	Ajuste	Barra más débil
		Optimo (pu)	
1	Slack	1.0577	27
2	V2	0.9826	
3	V5	1.0927	
4	V8	1.0895	
5	V11	0.9457	
6	V13	0.9361	
<b>Perdidas (MVar)</b>		<b>1.5353</b>	
<b><math>L_{index}</math></b>		<b>0.0308</b>	

La barra más débil del sistema es el nodo 27, y el generador que más influencia tiene sobre esta barra es el generador de la barra 8.

**Figura 4-15:** Influencia del generador del nodo 8 con respecto a la barra 27.

Nuevamente los resultados entregados por los algoritmos desarrollados en la metodología de gestión de potencia reactiva entregan los valores óptimos de manera tal que alejan el sistema de prueba de la inestabilidad de voltaje reduciendo las pérdidas de potencia reactiva del sistema. Adicionalmente la convergencia se presenta rápidamente y la solución óptima es encontrada en poco tiempo de cálculo.

## 5. Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusiones

- En este trabajo se propone una metodología de gestión de potencia reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia, atacando el problema multi-objetivo de minimización de funciones objetivo y división de la red en áreas de control de voltaje utilizando técnicas heurísticas.
- Los resultados de este trabajo final de maestría se validaron mediante la utilización de algoritmos evolutivos y técnicas heurísticas para dos sistemas de prueba (Sistema de 14 barras y sistema de 30 barras) entregando resultados coherentes para ambos sistemas y rapidez en el proceso de cálculo.
- La metodología propuesta entrega para cualquier sistema de potencia la división óptima en áreas de control utilizando el algoritmo k-means.
- La metodología entrega los lineamientos generales para calcular los límites de la curva de cargabilidad de los generadores para ser tenidos en cuenta en la gestión de potencia reactiva.
- La metodología de gestión de potencia reactiva propuesta entrega un procedimiento claro para el cálculo de la reservas de potencia reactiva de un sistema de potencia desde el punto de vista de la potencia reactiva por medio de la obtención de las curvas V-Q.
- La metodología propuesta permite evaluar el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia por medio del índice de estabilidad de voltaje modal  $L_{index}$ .

adicionalmente se puede estimar la distancia a los puntos de inestabilidad, entregando los nodos más débiles en el sistema de potencia bajo estudio.

- Los resultados muestran que la evolución diferencial para resolver problemas de optimización multi-objetivo es eficiente, adicionalmente las soluciones no dominadas obtenidas tienen características satisfactorias para el problema propuesto.
- La metodología de la evolución diferencial se utilizó en casos de estudio reducidos pero puede ser utilizado en sistemas de potencia más grandes.
- Mediante la aplicación del algoritmo de evolución diferencial desarrollado se obtienen los parámetros óptimos de los dispositivos de control en un sistema de potencia para una adecuada gestión de potencia reactiva y mantener el sistema en una operación estable y alejada del punto de inestabilidad.
- Los resultados obtenidos con el algoritmo de evolución diferencial para los dos casos de prueba presentaron disminución de las pérdidas de potencia reactiva y mejora en el índice de estabilidad de voltaje con respecto al caso de estado estacionario. Para el caso de 14 barras se presentó un reducción de pérdidas de potencia reactiva de 15.6 MVar aproximadamente y para el caso de 30 barras se presentó una reducción de 27.8 MVar aproximadamente.

## 5.2 Recomendaciones

La metodología desarrollada en este trabajo final de maestría puede ser el punto de partida y se puede utilizar como referencia para iniciar investigaciones y trabajos futuros respecto a:

- Remuneración del servicio de potencia reactiva para el sistema de potencia Colombiano.

- Desarrollo de herramientas de tiempo real para supervisar y calcular el margen de estabilidad en sistemas de potencia e identificación de nodos piloto a partir de datos obtenidos de medición fasorial.
- Ubicación óptima de dispositivos FACTS.



## Bibliografía

- [1] Mousavi, O.A.; Bozorg, M.; Ahmadi-Khatir, A.; Cherkaoui, R., "Reactive power reserve management: Preventive countermeasure for improving voltage stability margin," Energy Society General Meeting, 2012 IEEE.
  
- [2] Jin Zhong; Bhattacharya, K., "Reactive power management in deregulated electricity markets-a review," Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, vol.2, no., pp.1287, 1292 vol.2, 2002.
  
- [3] Zalapa, R.R.; Cory, B. J., "Reactive reserve management," Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , vol.142, no.1, pp.17,23, Jan 1995.
  
- [4] Nedwick, P.; Mistr, A.F.; Croasdale, E. B., "Reactive management a key to survival in the 1990s," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.10, no.2, pp.1036,1043, May 1995.
  
- [5] Abed, A.M., "WSCC voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology," Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE , vol.1, no., pp.191,197 vol.1, 18-22 Jul 1999.
  
- [6] Chowdhury, B.H.; Taylor, C.W., "Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation," Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE , vol.3, no., pp.1146 vol.3, 2001.
  
- [7] Schlueter, R.A., "A voltage stability security assessment method," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.13, no.4, pp.1423,1438, Nov 1998.

- [8] Vaahedi, E.; Mansour, Y.; Fuchs, C.; Granville, S.; Latore, M.D.L.; Hamadanizadeh, H., "Dynamic security constrained optimal power flow/VAr planning," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.16, no.1, pp.38,43, Feb 2001.
- [9] Menezes, T.V.; da Silva, L.C.P.; da Costa, V.F., "Dynamic VAr sources scheduling for improving voltage stability margin," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.18, no.2, pp.969,971, May 2003.
- [10] Vaahedi, E.; Tamby, J.; Mansour, Y.; Wenyuan Li; Sun, David, "Large scale voltage stability constrained optimal VAr planning and voltage stability applications using existing OPF/optimal VAr planning tools," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.14, no.1, pp.65,74, Feb 1999.
- [11] M. A. Abido "Multiobjective Optimal VAR Dispatch Using Strength Pareto Evolutionary Algorithm" 2006 IEEE Congress on Evolutionary Computation Sheraton Vancouver Wall Centre Hotel, Vancouver, BC, Canada\_2006
- [12] Storn, R., Price, K.: Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *J. of Global Optimization* 11(4) (1997) 341–359
- [13] Price, K.V., Storn, R.M., Lampinen, J.A.: *Differential Evolution A Practical Approach to Global Optimization*. Natural Computing Series. Springer-Verlag, Berlin, Germany (2005)
- [14] A. M. Nohemí F. Pablo "Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia" UPB 2003.
- [15] Taylor C. W. *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [16] Deb, K.; Pratap, A.; Agarwal, S.; Meyarivan, T., "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II," *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on* , vol.6, no.2, pp.182,197, Apr 2002

- 
- [17] C. Coello.; "Introducción a la computación evolutiva" México 2012
- [18] Storn, R., Price, K.: Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *J. of Global Optimization* 11(4) (1997) 341–359
- [19] Price, K.V., Storn, R.M., Lampinen, J.A.: *Differential Evolution A Practical Approach to Global Optimization. Natural Computing Series. Springer-Verlag, Berlin, Germany (2005)*
- [20] Sancha, J.L.; Fernandez, J.L., "Reactive power management and voltage control in the Spanish electric system," *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1991. APSCOM-91., 1991 International Conference on , vol.1, no., pp.239,243*
- [21] P. Kundur. *Power System Stability and Control. McGraw-Hill. New York. 1994.*
- [22] Al-Majed, S.I., "Secondary Voltage Control: Enhancing power system voltage profile," *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International , vol., no., pp.1218,1221, 1-3 Dec. 2008*
- [23] Yang Song; Begovic, M., "Secondary voltage and stability control," *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2012 15th International, vol., no., pp.LS2b.4-1,LS2b.4-7, 4-6 Sept. 2012*
- [24] Abdullah, S. K S; Abidin, I.Z.; Musirin, I.; Nor, D. M., "Modeling of Secondary Voltage Regulation for 24-hour load flow and dynamic simulation for coordinated voltage control application," *Research and Development (SCOReD), 2011 IEEE Student Conference on , vol., no., pp.199,204, 19-20 Dec. 2011*
- [25] Zhihao Yun; Hengxu Zhang; Yutian Liu; Hong Mu; Ming Lei, "Secondary voltage control based on multiple objective linear programming," *Electrical and Computer Engineering, 2005. Canadian Conference on , vol., no., pp.2212,2215, 1-4 May 2005*

- [26] Taranto, G.N.; Martins, N.; Falcao, D.M.; Martins, A. C B; Dos Santos, M. G., "Benefits of applying secondary voltage control schemes to the Brazilian system," Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE , vol.2, no., pp.937,942 vol. 2, 2000
- [27] Vu, H.; PRUVOT, P.; LAUNAY, C.; HARMAND, Y., "An improved voltage control on large-scale power system," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.11, no.3, pp.1295,1303, Aug 1996
- [28] Shangyou Hao, "A reactive power management proposal for transmission operators," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.18, no.4, pp.1374,1381, Nov. 2003
- [29] Leonardi, B.; Ajarapu, V., "Investigation of various generator reactive power reserve (GRPR) definitions for online voltage stability/security assessment," Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1,7, 20-24 July 2008
- [30] El-Smahy, I.; Bhattacharya, K.; Canizares, C.; Anjos, M.; Jiuping Pan, "Procurement market model for reactive power services considering system security," Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1,1, 20-24 July 2008
- [31] <http://www.creg.gov.co>
- [32] Granada, M.E.; Rider, M.J.; Mantovani, Jose R S; Shahidehpour, M., "Multi-areas optimal reactive power flow," Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES , vol., no., pp.1,6, 13-15 Aug. 2008
- [33] Jin Zhong; Nobile, E.; Bose, A.; Bhattacharya, K., "Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.19, no.3, pp.1555,1561, Aug. 2004

- 
- [34] Satsangi, Saran; Saini, Ashish; Saraswat, Amit, "Voltage control areas for reactive power management using clustering approach in deregulated power system," Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON 2011), International Conference on , vol., no., pp.409,415, 20-22 July 2011
- [35] Zou Yiqin, "Optimal Reactive Power Planning Based on Improved Tabu Search Algorithm," Electrical and Control Engineering (ICECE), 2010 International Conference on , vol., no., pp.3945,3948, 25-27 June 2010
- [36] Chao-Rong Chen; Hang-Sheng Lee; Wenta Tsai, "Optimal Reactive Power Planning Using Genetic Algorithm," Systems, Man and Cybernetics, 2006. SMC '06. IEEE International Conference on , vol.6, no., pp.5275,5279, 8-11 Oct. 2006
- [37] Yuan Weiwei "Reactive Power Optimization Based on Genetic Algorithm of Improved" school of Information Science and Engineering, Shenyang Li gong University, Shenyang 110159 2012 24th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)
- [38] Omid Alizadeh Mousavi, Rachid Cherkaoui "Literature Survey on Fundamental Issues of Voltage and Reactive Power Control" Deliverable of the MARS Project financially supported by "swisselectric research" 2011
- [39] Adibi, M.M.; Milanicz, D. P., "Reactive capability limitation of synchronous machines," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.9, no.1, pp.29,40, Feb 1994
- [40] Nilsson, N. E.; Mercurio, J., "Synchronous generator capability curve testing and evaluation," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.9, no.1, pp.414,424, Jan 1994
- [41] Dixon, J.; Moran, L.; Rodriguez, J.; Domke, R., "Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review," Proceedings of the IEEE , vol.93, no.12, pp.2144,2164, Dec. 2005

- [42] Y. Mansour and C. Canizares, Chapter 10. Voltage stability from power system dynamics and stability, R. G. Farmer, Ed. Taylor & Francis Group, LLC., 2006.
- [43] Suganyadevia, M. V.; Babulal, C.K., "Estimating of loadability margin of a power system by comparing Voltage Stability Indices," Control, Automation, Communication and Energy Conservation, 2009. INCACEC 2009. 2009 International Conference on , vol., no., pp.1,4, 4-6 June 2009
- [44] Moghavvemi, M.; Omar, F. M., "Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction," Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , vol.145, no.6, pp.634, 640, Nov 1998
- [45] Verayiah, R.; Abidin, I.Z., "A Study on static voltage collapse proximity indicators," Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International , vol., no., pp.531,536, 1-3 Dec. 2008
- [46] Musirin, I.; Rahman, T. K A, "Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system," Research and Development, 2002. SCOReD 2002. Student Conference on , vol., no., pp.265,268, 2002
- [47] Moghavvemi, M.; Faruque, O., "Real-time contingency evaluation and ranking technique," Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , vol.145, no.5, pp.517,524, Sep 1998
- [48] Kessel, P.; Glavitsch, H., "Estimating the Voltage Stability of a Power System," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.1, no.3, pp.346,354, July 1986
- [49] Satsangi, Saran; Saini, Ashish; Saraswat, Amit, "Voltage control areas for reactive power management using clustering approach in deregulated power system," Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON 2011), International Conference on , vol., no., pp.409,415, 20-22 July 2011

- 
- [50] Lagonotte, P.; Sabonnadiere, J.-C.; Leost, J.Y.; Paul, J. P., "Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in France," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.4, no.2, pp.479,486, May 1989
- [51] K. Deb, "Multiobjective Optimization Using Evolutionary Algorithms". Chichester, U.K.: Wiley, 2001.
- [52] F. Sanz, "Statistical estimation of power systems vulnerability".CINVESTV 2014



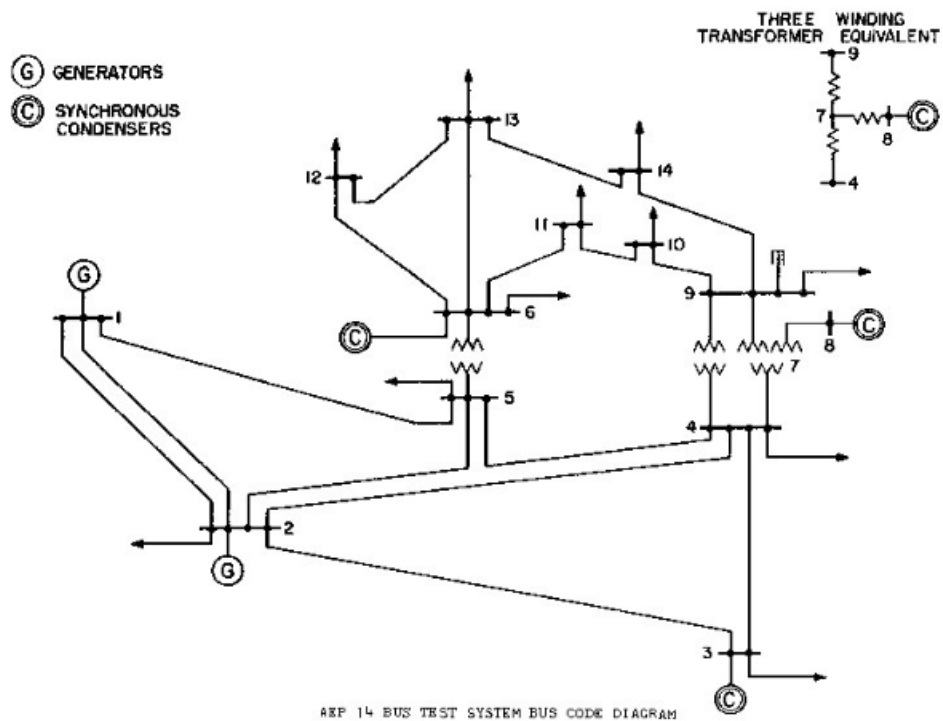
# A. Anexo: Base de datos casos de prueba

## A.1 Sistema de 14 nodos

El caso de estudio IEEE 14 nodos representa la región del medio oeste del sistema de potencia Estadounidense a partir de febrero de 1962. Este sistema puede ser visto en la Figura A-1. El sistema está disponible en:

[http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg\\_tca14bus.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm)

Figura A-1: Sistema IEEE 14 barras nodos.



Los datos de este sistema, en formato estándar CDF, son los siguientes:

```

08/19/93 UW ARCHIVE          100.0  1962 W IEEE 14 Bus Test Case
BUS DATA FOLLOWS          14 ITEMS
  1 Bus 1      HV  1  1  3 1.060   0.0   0.0   0.0   232.4  -
16.9   0.0  1.060   0.0   0.0  0.0   0.0   0
  2 Bus 2      HV  1  1  2 1.045  -4.98  21.7  12.7  40.0
42.4   0.0  1.045  50.0  -40.0  0.0   0.0   0
  3 Bus 3      HV  1  1  2 1.010 -12.72  94.2  19.0   0.0
23.4   0.0  1.010  40.0   0.0  0.0   0.0   0
  4 Bus 4      HV  1  1  0 1.019 -10.33  47.8  -3.9   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
  5 Bus 5      HV  1  1  0 1.020  -8.78   7.6   1.6   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
  6 Bus 6      LV  1  1  2 1.070 -14.22  11.2   7.5   0.0
12.2   0.0  1.070  24.0   -6.0  0.0   0.0   0
  7 Bus 7      ZV  1  1  0 1.062 -13.37   0.0   0.0   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
  8 Bus 8      TV  1  1  2 1.090 -13.36   0.0   0.0   0.0
17.4   0.0  1.090  24.0   -6.0  0.0   0.0   0
  9 Bus 9      LV  1  1  0 1.056 -14.94  29.5  16.6   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.19   0
 10 Bus 10     LV  1  1  0 1.051 -15.10   9.0   5.8   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
 11 Bus 11     LV  1  1  0 1.057 -14.79   3.5   1.8   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
 12 Bus 12     LV  1  1  0 1.055 -15.07   6.1   1.6   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
 13 Bus 13     LV  1  1  0 1.050 -15.16  13.5   5.8   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
 14 Bus 14     LV  1  1  0 1.036 -16.04  14.9   5.0   0.0
0.0   0.0  0.0   0.0   0.0  0.0   0.0   0
-999
BRANCH DATA FOLLOWS          20 ITEMS
  1  2  1  1  1  0  0.01938  0.05917  0.0528  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  1  5  1  1  1  0  0.05403  0.22304  0.0492  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  2  3  1  1  1  0  0.04699  0.19797  0.0438  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  2  4  1  1  1  0  0.05811  0.17632  0.0340  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  2  5  1  1  1  0  0.05695  0.17388  0.0346  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  3  4  1  1  1  0  0.06701  0.17103  0.0128  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  4  5  1  1  1  0  0.01335  0.04211  0.0  0  0  0  0
0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
  4  7  1  1  1  0  0.0  0.20912  0.0  0  0  0  0
0  0.978  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0

```

4	9	1	1	1	0	0.0	0.55618	0.0	0	0	0	0
0	0.969		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	6	1	1	1	0	0.0	0.25202	0.0	0	0	0	0
0	0.932		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	11	1	1	1	0	0.09498	0.19890	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	12	1	1	1	0	0.12291	0.25581	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	13	1	1	1	0	0.06615	0.13027	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	8	1	1	1	0	0.0	0.17615	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	9	1	1	1	0	0.0	0.11001	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	10	1	1	1	0	0.03181	0.08450	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	14	1	1	1	0	0.12711	0.27038	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	11	1	1	1	0	0.08205	0.19207	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	13	1	1	1	0	0.22092	0.19988	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	14	1	1	1	0	0.17093	0.34802	0.0	0	0	0	0
0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

-999

LOSS ZONES FOLLOWS 1 ITEMS

1 IEEE 14 BUS

-99

INTERCHANGE DATA FOLLOWS 1 ITEMS

1 2 Bus 2 HV 0.0 999.99 IEEE14 IEEE 14 Bus Test Case

-9

TIE LINES FOLLOWS 0 ITEMS

-999

END OF DATA

Los datos del sistema está disponible en:

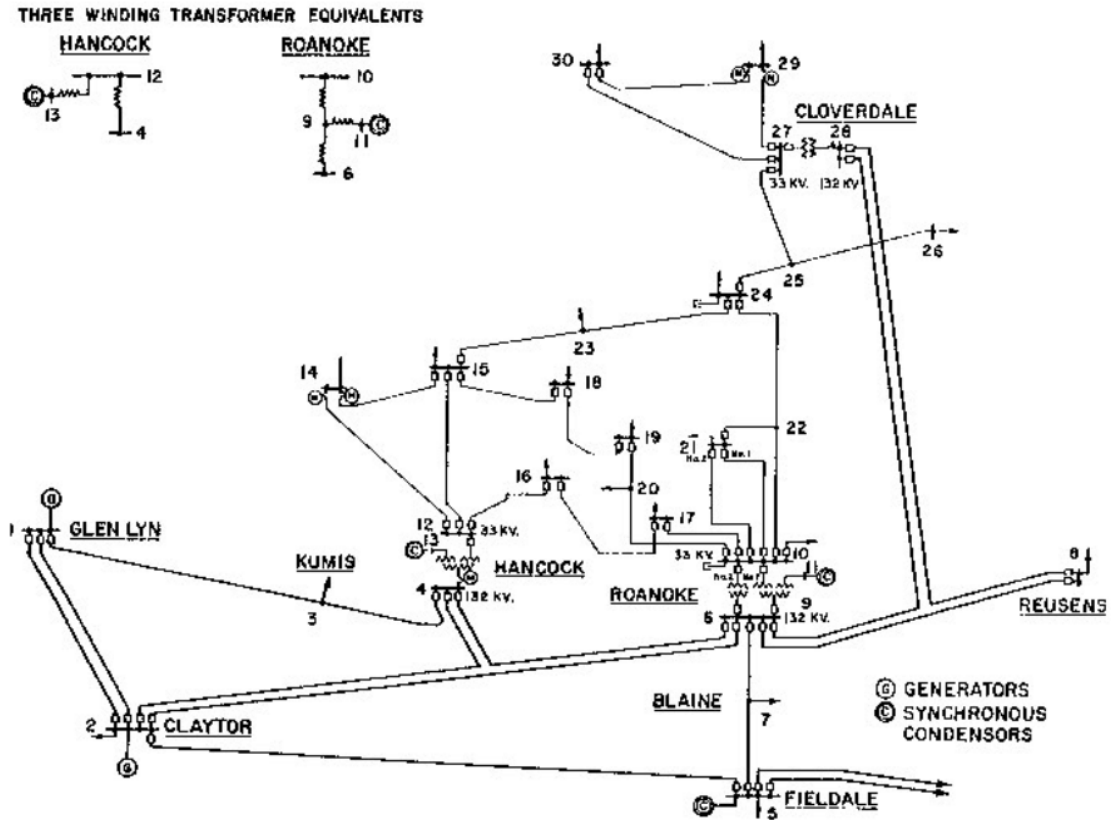
[http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg\\_tca14bus.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm)

## A.2 Sistema de 30 nodos

El caso de estudio IEEE 30 nodos representa la región del medio oeste del sistema de potencia Estadounidense a partir de febrero de 1961. Este sistema puede ser visto en la Figura A-2. El sistema está disponible en:

[http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg\\_tca30bus.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm)

Figura A-2: Sistema IEEE 30 barras nodos.



Los datos de este sistema, en formato estándar CDF, son los siguientes:

08/20/93 UW ARCHIVE  
BUS DATA FOLLOWS

100.0 1961 W IEEE 30 Bus Test Case  
30 ITEMS

1	Glen Lyn	132	1	1	3	1.060	0.0	0.0	0.0	260.2	-
16.1		132.0	1.060			0.0	0.0	0.0	0		
2	Claytor	132	1	1	2	1.043	-5.48	21.7	12.7	40.0	
50.0		132.0	1.045			50.0	-40.0	0.0	0		
3	Kumis	132	1	1	0	1.021	-7.96	2.4	1.2	0.0	
0.0		132.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
4	Hancock	132	1	1	0	1.012	-9.62	7.6	1.6	0.0	
0.0		132.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
5	Fieldale	132	1	1	2	1.010	-14.37	94.2	19.0	0.0	
37.0		132.0	1.010			40.0	-40.0	0.0	0		
6	Roanoke	132	1	1	0	1.010	-11.34	0.0	0.0	0.0	
0.0		132.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
7	Blaine	132	1	1	0	1.002	-13.12	22.8	10.9	0.0	
0.0		132.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
8	Reusens	132	1	1	2	1.010	-12.10	30.0	30.0	0.0	
37.3		132.0	1.010			40.0	-10.0	0.0	0		
9	Roanoke	1.0	1	1	0	1.051	-14.38	0.0	0.0	0.0	
0.0		1.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
10	Roanoke	33	1	1	0	1.045	-15.97	5.8	2.0	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.19	0		
11	Roanoke	11	1	1	2	1.082	-14.39	0.0	0.0	0.0	
16.2		11.0	1.082			24.0	-6.0	0.0	0		
12	Hancock	33	1	1	0	1.057	-15.24	11.2	7.5	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
13	Hancock	11	1	1	2	1.071	-15.24	0.0	0.0	0.0	
10.6		11.0	1.071			24.0	-6.0	0.0	0		
14	Bus 14	33	1	1	0	1.042	-16.13	6.2	1.6	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
15	Bus 15	33	1	1	0	1.038	-16.22	8.2	2.5	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
16	Bus 16	33	1	1	0	1.045	-15.83	3.5	1.8	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
17	Bus 17	33	1	1	0	1.040	-16.14	9.0	5.8	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
18	Bus 18	33	1	1	0	1.028	-16.82	3.2	0.9	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
19	Bus 19	33	1	1	0	1.026	-17.00	9.5	3.4	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
20	Bus 20	33	1	1	0	1.030	-16.80	2.2	0.7	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
21	Bus 21	33	1	1	0	1.033	-16.42	17.5	11.2	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
22	Bus 22	33	1	1	0	1.033	-16.41	0.0	0.0	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
23	Bus 23	33	1	1	0	1.027	-16.61	3.2	1.6	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
24	Bus 24	33	1	1	0	1.021	-16.78	8.7	6.7	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.043	0		
25	Bus 25	33	1	1	0	1.017	-16.35	0.0	0.0	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
26	Bus 26	33	1	1	0	1.000	-16.77	3.5	2.3	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		
27	Cloverdle	33	1	1	0	1.023	-15.82	0.0	0.0	0.0	
0.0		33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0		

28	Cloverdle132	1	1	0	1.007	-11.97	0.0	0.0	0.0	0.0		
0.0	132.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0				
29	Bus 29	33	1	1	0	1.003	-17.06	2.4	0.9	0.0		
0.0	33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0			
30	Bus 30	33	1	1	0	0.992	-17.94	10.6	1.9	0.0		
0.0	33.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0			
-999												
BRANCH DATA FOLLOWS						41 ITEMS						
1	2	1	1	1	0	0.0192	0.0575	0.0528	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
1	3	1	1	1	0	0.0452	0.1652	0.0408	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
2	4	1	1	1	0	0.0570	0.1737	0.0368	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
3	4	1	1	1	0	0.0132	0.0379	0.0084	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
2	5	1	1	1	0	0.0472	0.1983	0.0418	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
2	6	1	1	1	0	0.0581	0.1763	0.0374	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
4	6	1	1	1	0	0.0119	0.0414	0.0090	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
5	7	1	1	1	0	0.0460	0.1160	0.0204	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
6	7	1	1	1	0	0.0267	0.0820	0.0170	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
6	8	1	1	1	0	0.0120	0.0420	0.0090	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
6	9	1	1	1	0	0.0	0.2080	0.0	0	0	0	0
0	0.978				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
6	10	1	1	1	0	0.0	0.5560	0.0	0	0	0	0
0	0.969				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
9	11	1	1	1	0	0.0	0.2080	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
9	10	1	1	1	0	0.0	0.1100	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
4	12	1	1	1	0	0.0	0.2560	0.0	0	0	0	0
0	0.932				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
12	13	1	1	1	0	0.0	0.1400	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
12	14	1	1	1	0	0.1231	0.2559	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
12	15	1	1	1	0	0.0662	0.1304	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
12	16	1	1	1	0	0.0945	0.1987	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
14	15	1	1	1	0	0.2210	0.1997	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
16	17	1	1	1	0	0.0524	0.1923	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
15	18	1	1	1	0	0.1073	0.2185	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0
18	19	1	1	1	0	0.0639	0.1292	0.0	0	0	0	0
0	0.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0

19	20	1	1	1	0	0.0340	0.0680	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
10	20	1	1	1	0	0.0936	0.2090	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
10	17	1	1	1	0	0.0324	0.0845	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
10	21	1	1	1	0	0.0348	0.0749	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
10	22	1	1	1	0	0.0727	0.1499	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
21	22	1	1	1	0	0.0116	0.0236	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
15	23	1	1	1	0	0.1000	0.2020	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
22	24	1	1	1	0	0.1150	0.1790	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
23	24	1	1	1	0	0.1320	0.2700	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
24	25	1	1	1	0	0.1885	0.3292	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
25	26	1	1	1	0	0.2544	0.3800	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
25	27	1	1	1	0	0.1093	0.2087	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
28	27	1	1	1	0	0.0	0.3960	0.0	0	0	0	0
0	0.968					0.0	0.0	0.0				
27	29	1	1	1	0	0.2198	0.4153	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
27	30	1	1	1	0	0.3202	0.6027	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
29	30	1	1	1	0	0.2399	0.4533	0.0	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
8	28	1	1	1	0	0.0636	0.2000	0.0428	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				
6	28	1	1	1	0	0.0169	0.0599	0.0130	0	0	0	0
0	0.0					0.0	0.0	0.0				

-999  
LOSS ZONES FOLLOWS 1 ITEMS  
1 IEEE 30 BUS  
-99  
INTERCHANGE DATA FOLLOWS 1 ITEMS  
-9  
1 2 Claytor 132 0.0 999.99 IEEE30 IEEE 30 Bus Test Case  
TIE LINES FOLLOWS 0 ITEMS  
-999  
END OF DATA

Los datos del sistema está disponible en:

[http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg\\_tca30bus.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm)