



**BUAP**

# **BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

## **NOMBRE DEL TRABAJO**

**“MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL  
COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA REGIONAL DE  
CONTROL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL  
DE CONTROL DE ENERGÍA”**

## **TESIS**

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**OSCAR FERNÁNDEZ GALINDO**

Asesores de tesis:

**M.I. JOSÉ LUIS MAR VILLEGAS**

**Dr. ISMAEL ALBINO PADILLA**

Puebla, Pue.

Diciembre de 2018



**BUAP**





MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

OFICIO DE AUTORIZACIÓN DE TESIS



Oficio No. 3838/2018

**C. Oscar Fernández Galindo**

Pasante de la Maestría en Ingeniería  
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia  
Facultad de Ingeniería, BUAP.  
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Modelo estocástico para evaluar el costo de potencia reactiva de generación de la gerencia regional de control oriental del centro nacional de control de energía**. Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director al M.I. José Luis Mar Villegas.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de Zaragoza, noviembre 21 de 2018

**M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández**  
Director

C.c.p. M.I. José Luis Mar Villegas, Director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco\*

CU

Facultad  
de Ingeniería

Bld. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING - 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

## ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS

A Lunes 26 de Noviembre de 2018

M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández  
Director de la Facultad de Ingeniería de la  
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla  
Presente

El Suscrito M.I. José Luis Mar Villegas, asesor del tema de tesis denominado:  
**“Modelo Estocástico para Evaluar el Costo de Potencia Reactiva de Generación  
de la Gerencia de Control Regional Oriental del Centro Nacional de Control de  
Energía”**, presentado por el Ing. Oscar Fernández Galindo con matrícula No.  
215470310, pasante de la Maestría en Ingeniería, opción terminal en Sistemas  
Eléctricos de Potencia y en atención al **oficio No. 3838/2018**, me permito informar a  
usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la  
metodología, la redacción y la ortografía de la tesis, no tengo inconveniente en  
autorizar la impresión de la misma.

Así mismo, solicito tenga a bien autorizar el Jurado para su Examen Profesional.

Le hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

Atentamente

Puebla, Puebla, 26 de Noviembre de 2018

M.I. José Luis Mar Villegas

Asesor

C.c.p Exámenes Profesionales

Interesado

Archivo



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

## DEDICATORIAS

A mis queridos padres quienes desde la infancia me forjaron una personalidad y futuro con gran cariño; por ser ellos mi admiración, ejemplo y apoyo constante en la realización de mis metas y proyectos, y a mis hermanos Edgar, Lety y Carlos, por ser con quienes jugué y disfruté de felices e inolvidables momentos en mi infancia.



## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar agradezco a Dios, por la vida y por permitirme vivir experiencias tan maravillosas como son tener una educación profesional y en el proceso conocer a grandes personas.

Agradezco a la BUAP por ser una gran institución comprometida con el desarrollo profesional de sus estudiantes así como a sus profesores quienes son personas muy preparadas y con gran disposición.

Agradezco a mi amigo y asesor de tesis, M. I. José Luis Mar Villegas, por su gran apoyo, entusiasmo y paciencia para el desarrollo de esta tesis.

Agradezco a mi asesor Dr. Ismael Albino Padilla, por su gran apoyo y dirección.

Finalmente, agradezco a quienes no están físicamente pero siempre están en el corazón y los recuerdos.



# ÍNDICE

|                                                                                                                              |          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Oficio de Autorización de tesis .....                                                                                        | i        |
| Acta resolutive de impresión de tesis .....                                                                                  | ii       |
| Dedicatorias .....                                                                                                           | iii      |
| Agradecimientos.....                                                                                                         | iv       |
| Índice de Tablas .....                                                                                                       | viii     |
| Índices de Figuras .....                                                                                                     | ix       |
| Glosario de Términos .....                                                                                                   | xi       |
| <b>Capítulo 1</b> .....                                                                                                      | <b>1</b> |
| Introducción.....                                                                                                            | 1        |
| 1.1 Sistemas Eléctricos Tradicionales y su Transición hacia un Mercado Competitivo                                           | 1        |
| 1.2 Razones que motivan a Desregular el Sector Eléctrico.....                                                                | 4        |
| 1.3 Alternativas de Reestructuración en un Modelo Competitivo .....                                                          | 5        |
| 1.4 Definición de los nuevos actores que aparecen en un modelo competitivo .....                                             | 7        |
| 1.5 Servicios Auxiliares .....                                                                                               | 9        |
| 1.6 ¿Por qué es necesario formalizar un mercado para el servicio Control de Voltaje y<br>Reserva de Potencia Reactiva? ..... | 10       |
| 1.7 Experiencias Internacionales en la Gestión de Potencia Reactiva .....                                                    | 12       |
| 1.7.1 América .....                                                                                                          | 12       |
| 1.7.1.1 Estados Unidos .....                                                                                                 | 12       |
| 1.7.1.1.1 New York.....                                                                                                      | 12       |
| 1.7.1.1.2 California .....                                                                                                   | 14       |
| 1.7.1.1.3 PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland).....                                                                        | 15       |
| 1.7.1.2 Argentina .....                                                                                                      | 16       |
| 1.7.1.3 Brasil .....                                                                                                         | 16       |
| 1.7.1.4 Chile .....                                                                                                          | 17       |
| 1.7.1.5 Colombia .....                                                                                                       | 18       |
| 1.7.2 Europa.....                                                                                                            | 19       |
| 1.7.2.1 Gran Bretaña.....                                                                                                    | 19       |
| 1.7.2.2 Suecia .....                                                                                                         | 19       |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|                                         |                                                                                            |           |
|-----------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1.8                                     | Determinación del Precio de Potencia Reactiva .....                                        | 20        |
| 1.9                                     | Desregulación del Sector Eléctrico en México .....                                         | 23        |
| 1.10                                    | Justificación de la Tesis .....                                                            | 27        |
| 1.11                                    | Objetivo de la Tesis .....                                                                 | 28        |
| 1.12                                    | Objetivos Particulares .....                                                               | 28        |
| 1.13                                    | Hipótesis .....                                                                            | 28        |
| 1.14                                    | Variables .....                                                                            | 29        |
| 1.15                                    | Contenido de la Tesis .....                                                                | 29        |
| <b>Capítulo 2</b>                       | .....                                                                                      | <b>30</b> |
| Sistemas de Regulación de Voltaje ..... |                                                                                            | 30        |
| 2.1                                     | Colapso de Voltaje .....                                                                   | 32        |
| 2.2                                     | Descripción y Relación de las Fuentes de Potencia Reactiva del Sistema de<br>Potencia..... | 34        |
| 2.2.1                                   | Capacitores en Derivación .....                                                            | 34        |
| 2.2.2                                   | Reactores en Derivación .....                                                              | 34        |
| 2.2.3                                   | Condensadores Síncronos.....                                                               | 35        |
| 2.2.4                                   | Compensador Estático de Vars (CEV).....                                                    | 36        |
| 2.2.5                                   | Transformadores con Cambiadores de Tap Bajo Carga.....                                     | 37        |
| 2.2.6                                   | Generador Síncrono .....                                                                   | 37        |
| 2.2.7                                   | Capacitores Serie y Potencia Natural (SIL) de una Línea de Transmisión (LT)...             | 38        |
| 2.3                                     | Control de Voltaje y Reserva de Potencia Reactiva.....                                     | 38        |
| <b>Capítulo 3</b>                       | .....                                                                                      | <b>41</b> |
| Métodos de Optimización .....           |                                                                                            | 41        |
| 3.1                                     | Métodos de Optimización Global .....                                                       | 43        |
| 3.1.1                                   | Búsqueda Tabú.....                                                                         | 43        |
| 3.1.2                                   | Recocido Simulado o Simulated Annealing (SA) .....                                         | 44        |
| 3.1.3                                   | Optimización por Enjambre de Partículas o Particle swarm optimization (PSO)..              | 45        |
| 3.1.3.1                                 | Algoritmo PSO .....                                                                        | 46        |
| 3.1.3.2                                 | Factor de Restricción.....                                                                 | 51        |
| 3.1.3.3                                 | Restricciones de Optimización.....                                                         | 51        |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|                                                                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1.3.4 Funciones de Penalización.....                                                                            | 53  |
| 3.1.3.4.1 Penalización Fija.....                                                                                  | 54  |
| 3.1.3.4.2 Penalización Dinámica.....                                                                              | 55  |
| <b>Capítulo 4</b> .....                                                                                           | 56  |
| Metodología y Caso de Estudio.....                                                                                | 56  |
| 4.1 Introducción.....                                                                                             | 56  |
| 4.2 Metodología.....                                                                                              | 56  |
| 4.2.1 Tipo de Investigación.....                                                                                  | 57  |
| 4.2.2 Tipo de Investigación.....                                                                                  | 57  |
| 4.2.3 Información del Sistema.....                                                                                | 57  |
| 4.2.4 Modelo Estocástico del Método de Optimización PSO.....                                                      | 58  |
| 4.3 Case Base 1: Red de Prueba de 30 Nodos IEEE.....                                                              | 62  |
| 4.3.1 Aplicación del Método de PSO a la red de Prueba de 30 Nodos IEEE.....                                       | 65  |
| 4.4 Case Base 2: Demanda Máxima Red de 400 kV de la GCRO.....                                                     | 71  |
| 4.4.1 Aplicación del Método de PSO a la red de 400 kV de la GCRO en Demanda<br>Máxima.....                        | 82  |
| 4.4.2 Comportamiento de los recursos de potencia reactiva y perfiles de voltaje ante la<br>aplicación de PSO..... | 85  |
| 4.4.3 Costo de la Potencia Reactiva en Generadores de la red de 400 kV de la GCRO<br>.....                        | 92  |
| <b>Capítulo 5</b> .....                                                                                           | 94  |
| Conclusiones, Contribuciones, Recomendaciones para Trabajos Futuros.....                                          | 94  |
| 5.1 Conclusiones.....                                                                                             | 94  |
| 5.2 Contribuciones.....                                                                                           | 95  |
| 5.3 Recomendaciones.....                                                                                          | 96  |
| 5.4 Trabajos Futuros.....                                                                                         | 96  |
| Bibliografía.....                                                                                                 | 97  |
| Apéndice A.....                                                                                                   | 100 |
| Apéndice B.....                                                                                                   | 110 |



## ÍNDICE DE TABLAS

|            |                                                                                                                            |    |
|------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1.1  | Requisitos obligatorios de potencia reactiva en puntos de conexión para los distintos agentes de Brasil [7] .....          | 16 |
| Tabla 1.2  | Requisitos obligatorios de potencia reactiva en los puntos de conexión para los distintos participantes en Chile [7] ..... | 18 |
| Tabla 1.3  | Contratos de aportación y absorción de potencia reactiva de distintas fuentes de potencia reactiva [10] .....              | 20 |
| Tabla 4.1  | Elementos para control de voltaje en la red de prueba de 30 nodos IEEE .....                                               | 62 |
| Tabla 4.2  | Parámetros de Generadores y Condensadores Síncronos .....                                                                  | 62 |
| Tabla 4.3  | Flujos de potencia del caso base de la red de 30 nodos IEEE en MATLAB .....                                                | 64 |
| Tabla 4.4  | Flujos de potencia del caso base de la red de 30 nodos IEEE en la iteración 30 de PSO en MATLAB .....                      | 66 |
| Tabla 4.5  | Comparación de Parámetros Q y V en la red de 30 nodos IEEE en nodos con recursos de Q .....                                | 71 |
| Tabla 4.6  | Fuentes de potencia reactiva Q en servicio en la red de 400 kV de la GCRO .....                                            | 72 |
| Tabla 4.7  | Líneas de Transmisión que cuentan con Capacitor Serie en la red de 400 kV de la GCRO .....                                 | 72 |
| Tabla 4.8  | Parámetros de Generadores y Condensadores Síncronos .....                                                                  | 73 |
| Tabla 4.9  | Flujos de Potencia Activa y Pérdidas totales en las LT's de 400 kV de la red de la GCRO obtenidas con PSSE. ....           | 77 |
| Tabla 4.10 | Resultados obtenidos en la corrida de flujos con MATLAB.....                                                               | 81 |
| Tabla 4.11 | Resultados de obtenidos en la iteración 50 del método de PSO.....                                                          | 83 |
| Tabla 4.12 | Resultados de obtenidos con PSO y sin PSO.....                                                                             | 91 |
| Tabla 4.13 | Suministro de reactivos por cada unidad .....                                                                              | 92 |
| Tabla 4.14 | Costo de Potencia Reactiva en la red de 400 kV de la GCRO.....                                                             | 93 |



## ÍNDICES DE FIGURAS

|                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1.1 Evolución de una compañía eléctrica vertical hacia un sector eléctrico desregulado.....                        | 3  |
| Figura 1.2 Modelo Clásico.....                                                                                            | 5  |
| Figura 1.3 Competencia Limitada en Generación .....                                                                       | 6  |
| Figura 1.4 Competencia en Generación y Comercialización.....                                                              | 6  |
| Figura 1.5 Competencia Libre .....                                                                                        | 7  |
| Figura 1.6 Método para el cálculo de pérdida del costo de oportunidad en NYISO .....                                      | 13 |
| Figura 1.7 Remuneración del servicio de potencia reactiva .....                                                           | 14 |
| Figura 1.8 Curva de capacidad de un generador síncrono .....                                                              | 22 |
| Figura 1.9 Gerencias de Control del CENACE.....                                                                           | 23 |
| Figura 1.10 Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en México.....                                                     | 24 |
| Figura 2.1 Sistema de potencia radial .....                                                                               | 32 |
| Figura 2.2 Característica P-V para el sistema básico.....                                                                 | 33 |
| Figura 3.1 Clasificación de los métodos de optimización mas relevantes.....                                               | 41 |
| Figura 3.2. Representación de la actualización de la posición y velocidad de una partícula $i$ en el proceso de PSO. .... | 49 |
| Figura 3.3. Diagrama de flujo general del método PSO. ....                                                                | 50 |
| Figura 4.1 Modelo de PSO aplicado a la red de prueba de 30 nodos IEEE y a la red de 400 kV de la GCRO (1) .....           | 59 |
| Figura 4.2 Modelo de PSO aplicado a la red de prueba de 30 nodos IEEE y a la red de 400 kV de la GCRO (2) .....           | 60 |
| Figura 4.3 Modelo de PSO aplicado a la red de prueba de 30 nodos IEEE y a la red de 400 kV de la GCRO (3) .....           | 61 |
| Figura 4.4 Diagrama Unifilar de la red de prueba de 30 nodos de la IEEE .....                                             | 63 |
| Figura 4.5 Reporte de corrida de flujos de potencia del caso base de la red de 30 nodos IEEE en MATLAB.....               | 64 |
| Figura 4.6 Reporte de Flujos de potencia de la red de prueba de 30 nodos IEEE en la iteración 30.....                     | 66 |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|                                                                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4.7 Comportamiento de la reducción de pérdidas en la red de prueba ante la optimización PSO .....                                                    | 68  |
| Figura 4.8 Comportamiento de la mejor solución local (V Pbest) para los buses con recursos de potencia reactiva de la red de prueba de 30 nodos IEEE .....  | 68  |
| Figura 4.9 Comportamiento de la mejor solución global (V Gbest) para los buses con recursos de potencia reactiva de la red de prueba de 30 nodos IEEE ..... | 69  |
| Figura 4.10 Comportamiento de los perfiles de voltaje en los nodos con recursos de potencia reactiva y administración de reactivos.....                     | 70  |
| Figura 4.11 Caso Base del mes de Abril del 2014, Demanda Máxima de la Red Troncal de 400 kV de la GCRO (1).....                                             | 74  |
| Figura 4.12 Caso Base del mes de Abril del 2014, Demanda Máxima de la Red Troncal de 400 kV de la GCRO (2).....                                             | 75  |
| Figura 4.13 Caso Base del mes de Abril del 2014, Demanda Máxima de la Red Troncal de 400 kV de la GCRO (3).....                                             | 76  |
| Figura 4.14 Resultados de la corrida de flujos de potencia con la herramienta Matpower de MATLAB. ....                                                      | 80  |
| Figura 4.15 Resultados de la corrida de flujos de potencia con la herramienta Matpower de MATLAB. ....                                                      | 81  |
| Figura 4.16 Comportamiento de la reducción de pérdidas en la red de 400 kV de la GCRO aplicando PSO .....                                                   | 84  |
| Figura 4.17 Comportamiento del perfil de voltaje V1 Pbest y Gbest de la S.E. TTE ...                                                                        | 845 |
| Figura 4.18 Comportamiento del perfil de voltaje local de los nodos que participan en la optimización.....                                                  | 87  |
| Figura 4.19 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización .....                                                | 87  |
| Figura 4.20 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización .....                                                | 88  |
| Figura 4.21 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización .....                                                | 89  |
| Figura 4.22 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización .....                                                | 90  |
| Figura 4.23 Comportamiento del perfil de voltaje global y suministro de reactivos de los nodos que participan en la optimización .....                      | 91  |



## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Desregulación.** Es el proceso mediante el cual se desagrega o separa en diferentes actividades relacionadas con las transacciones comerciales relacionadas con la producción y el consumo de la electricidad.

**Empresa Verticalmente Integrada.** Es aquella empresa que sirve como único proveedor de electricidad y está obligado a suministrar la electricidad a cualquier usuario.





# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

La desregulación o liberación del sector eléctrico hacia un mercado de energía competitivo es un modelo que ha ido ganando terreno en la industria de la energía eléctrica. El objetivo de liberar un sector industrial es que mediante la competencia entre los distintos participantes se reduzcan los precios y con ello brindar a los consumidores nuevas opciones y beneficios económicos. El proceso ha hecho necesaria la reformulación de los modelos establecidos de operación y control del sistema eléctrico. Del mismo modo, cuestiones como la confiabilidad del sistema, Eficiencia, Continuidad, Control, Sustentabilidad, Seguridad y Calidad de la energía en este nuevo entorno han sido objeto de debate [1].

Aun en un ambiente desregulado se debe contar con ciertos requisitos indispensables por parte de los participantes del mercado para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico como son: Regulación de Frecuencia, Reserva Rodante, Capacidad de Arranque Negro, Control de Voltaje y Reservas de Potencia Reactiva, entre otros, los cuales se conocen como servicios auxiliares o servicios conexos.

En este capítulo se muestra el panorama internacional en cuanto al tema de mercados eléctricos y la situación actual en México.

### **1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS TRADICIONALES Y SU TRANSICIÓN HACIA UN MERCADO COMPETITIVO**

La industria de la energía eléctrica ha sido en las últimas décadas dominada por grandes empresas que tenían autoridad general sobre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización dentro de su ámbito de operación. Hasta este momento en muchos países el Estado era el único que podía realizar inversiones para la construcción de la gran infraestructura que representa el sistema eléctrico de un país. Este modelo del sector eléctrico tuvo como objetivo la expansión de la red eléctrica para llevar el servicio público de electricidad a todos los habitantes por lo que estas compañías mantenían el monopolio en el sector eléctrico.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Tales empresas de servicios públicos a menudo eran verticalmente integradas y por ser el único proveedor de electricidad se vieron obligadas a proveer de electricidad a toda la región.

Las empresas eléctricas por tener una estructura vertical y su condición de monopolio a menudo les es difícil separar los costos de generación, transmisión y la distribución de energía eléctrica. Por lo tanto, las empresas de servicios públicos a menudo cobran a sus clientes un impuesto adicional para cubrir los costos en su totalidad.

Después de varios años de mantenerse el monopolio se cumplió el principal objetivo que era la electrificación del país por lo que el privilegio de contar con un monopolio dejó de tener sentido y comenzó a buscarse la eficiencia en los procesos que llegó con los avances tecnológicos y el mejoramiento en la eficiencia de los nuevos generadores, así como la introducción de energías limpias. Aunado a esto la falta de competencia en un monopolio regularmente provoca estancamientos en el producto o servicio brindado por lo que cada vez parecía más atractiva la opción de liberar el sector eléctrico para obtener mayores beneficios.

Antes de continuar con la evolución de las compañías de electricidad a través del tiempo es preciso mencionar los siguientes conceptos que nos ayudarán a comprender mejor la reestructuración del sector eléctrico, mismos que se describen a continuación:

**Mercado:** es el escenario (físico o virtual) donde tiene lugar un conjunto regulado de transacciones e intercambios de bienes y servicios entre partes compradoras y partes vendedoras que implica un grado de competencia entre los participantes para formar el precio de un producto por el adecuado ajuste de la oferta y la demanda [2], [3].

**Mercado competitivo:** es el mercado en el que existen muchos compradores y muchos vendedores por lo que ningún participante ejerce una influencia significativa en el precio final del producto o servicio [4].

**Regulación:** es la intervención por parte de un ente regulador que generalmente suele ser el estado con el fin de garantizar precios estables al consumidor final. En este modelo están presentes los monopolios [5].

**Desregulación:** Es la reducción de la intervención del ente regulador con el fin de que mediante la competencia se forme el precio final por el adecuado ajuste de la oferta y la



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

demanda. En este modelo ya no se permiten los monopolios por lo que las empresas se integran horizontalmente [5].

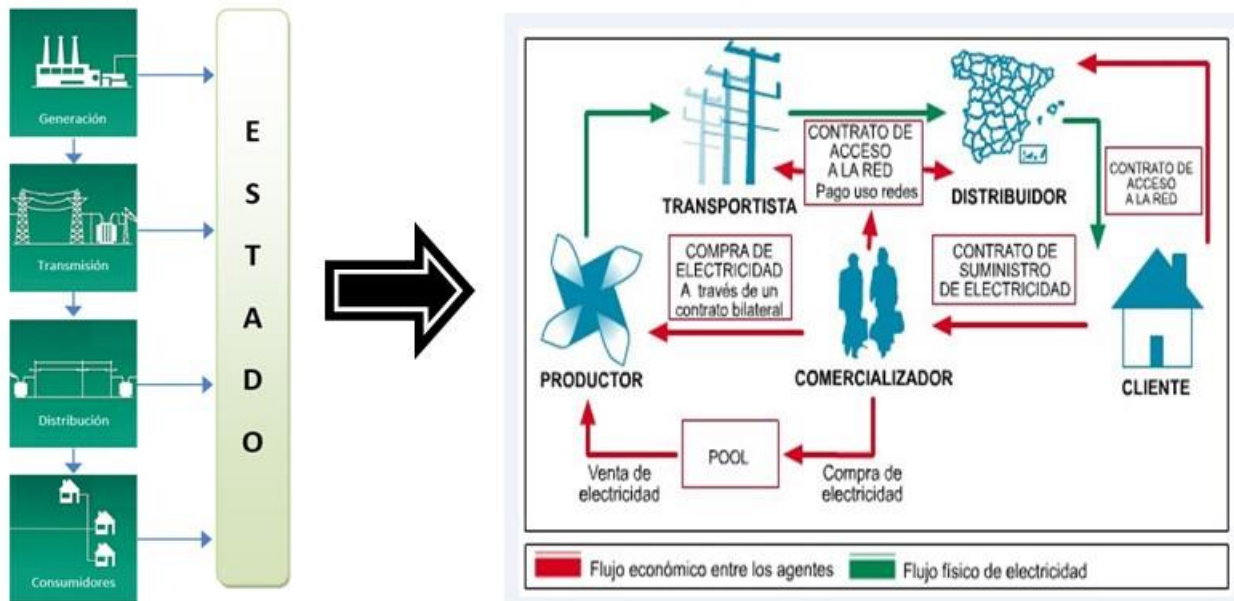


Figura 1.1 Evolución de una compañía eléctrica vertical hacia un sector eléctrico desregulado

Los gobiernos de algunos países vieron en la desregulación de su sector eléctrico una forma de sanear sus finanzas ya que las inversiones para construir centrales eléctricas correrían por parte de los participantes del mercado eléctrico. La figura 1.1 muestra la transición de una compañía eléctrica verticalmente integrada hacia un sector eléctrico desregulado. Observe que el proceso de generación y comercialización se convierte en un proceso mediante el cual se establece la competitividad entre las mismas centrales eléctricas. El transportista y el distribuidor se conforman como un monopolio natural debido a que no tiene sentido económico y están para satisfacer las necesidades propias de los productores y consumidores de acuerdo al criterio de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio. Existe un ente regulador para establecer (*POOL*) la coordinación y la planeación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) con el firme propósito de mejorar la confiabilidad y la eficiencia del propio SEP.



## **1.2 RAZONES QUE MOTIVAN A DESREGULAR EL SECTOR ELÉCTRICO**

Durante la década de los noventa, se han modificado las estructuras de las compañías eléctricas a nivel mundial abriéndose este sector hacia la competitividad con la participación del estado con sus empresas filiales y empresas privadas.

Las razones por las que se ha adoptado la liberación del sector eléctrico han sido muchas y diversas en cada región y país. Entre los países en desarrollo, los principales problemas han sido un gran crecimiento de la demanda, junto con la gestión del sistema ineficiente e irracional en políticas de tarifas, entre otros aspectos. A esto se suma una insuficiente cobertura, elevadas pérdidas de electricidad en la red, baja calidad en el servicio y la necesidad de eliminar subsidios para dedicar los recursos públicos a otras actividades, así como obtener ingresos adicionales con la venta de los activos y contribuir con ello a aliviar la presión sobre las finanzas públicas [2]. Estos inconvenientes han limitado en gran medida las inversiones en la capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica obligando a muchos países a incurrir en la liberación del sector eléctrico.

En los países desarrollados, por otro lado, la fuerza que impulso a liberar su sector eléctrico ha sido proporcionar a los clientes industriales precios más bajos y ofrecerles una mayor capacidad de elección en la compra de energía eléctrica.

Para hacer más atractiva la participación de empresas privadas para el mercado eléctrico se ha optado por brindar incentivos en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, en muchos casos, obteniendo grandes ganancias. La facturación de la energía eléctrica refleja ahora al menos dos componentes: uno es la operación de la red de distribución y transmisión, y el otro es la empresa que genera la energía eléctrica.

Aunque esto puede parecer bastante sencillo a primera vista, existen varias complejidades involucradas en la reestructuración y muchas nuevas cuestiones han salido a la superficie. Algunos de ellos han sido resueltos, mientras que otros están siendo discutidos en varios niveles.

En un monopolio ya sea público o privado la operación, coordinación y asignación de costos entre los diferentes procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización resulta más sencilla. El problema se presenta al abrir a la



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

competencia los diferentes procesos ya que, al separarlos, queda en manos del mercado la solución de dichos problemas siendo más difícil su operación y coordinación ya que las empresas que participan en el mercado suelen ocultar la información de sus empresas ya que se encuentran en un entorno de competencia, esto hace necesaria la intervención de un ente regulador que mantenga condiciones equitativas para cualquier participante y con el objetivo de proteger en el corto y largo plazo los intereses de los consumidores.

En específico, las dificultades se presentan en el sistema de transmisión, por ser un sistema complejo con elementos activos y dinámicos, elementos en servicio y otros fuera de servicio por mantenimiento o falla, sobrecargas, variación en los flujos de potencia activa y por supuesto la coordinación de centrales generadoras dispersas e interconectadas para ofrecer, dentro de ciertos rangos de voltaje y frecuencia, un flujo continuo y confiable de electricidad al menor costo posible. El mercado constituye un mecanismo imperfecto para resolver estos problemas sin la regulación y los incentivos adecuados. Es por ello que las reglas del mercado deben ser claras y sobre todo imparciales, definiendo desde el principio el destino al que se desea llegar con la colaboración profunda de todos los participantes para evitar casos como el poder de mercado o cuellos de botella lo que provocaría que los costos de transacción se incrementen de forma desproporcionada [2].

### 1.3 ALTERNATIVAS DE RESTRUCTURACIÓN EN UN MODELO COMPETITIVO

No se ha tenido un modelo único a seguir a nivel mundial debido a que cada sistema eléctrico e intereses de cada gobierno son distintos por lo que la liberación del sector eléctrico se ha establecido en diversos grados y formas en los diferentes países que han adoptado este modelo de negocio. A continuación, se presentan la evolución de los cuatro principales modelos de reestructuración para la industria eléctrica.

#### 1. Modelo Clásico

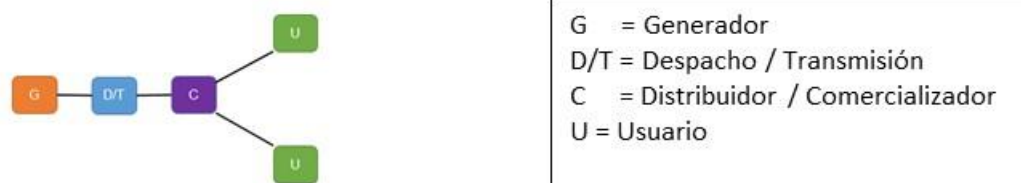


Figura 1.2 Modelo Clásico



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

La figura 1.2 presenta los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización son un monopolio integrado verticalmente. Las tarifas son reguladas por el gobierno en base a la inversión de los activos. Este modelo estuvo presente mundialmente desde el siglo pasado, en México estuvo presente hasta el año 1992 con la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

### 2. Competencia limitada en generación

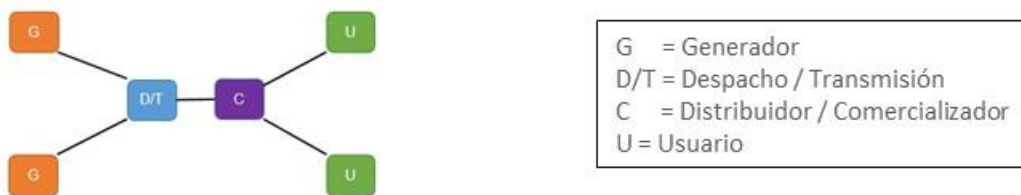


Figura 1.3 Competencia Limitada en Generación

En este modelo, como la muestra la figura 1.3, el monopolio se mantiene con la excepción de que existen generadores externos los cuales venden sus excedentes a la compañía que tiene el monopolio, las tarifas siguen siendo reguladas por el gobierno. Los Estados Unidos tuvieron este modelo hasta el año 1996 y en México se tuvo hasta

### 3. Competencia en generación y comercialización a través de un mercado central



Figura 1.4 Competencia en Generación y Comercialización

En la figura 1.4, los procesos de Transmisión y Distribución conservan su monopolio. Se genera un mercado de energía con generación competitiva con un ente regular que mantiene el equilibrio de condiciones para cada participante y su libre acceso.



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Únicamente grandes consumidores de energía compran energía de un pool de generación o pueden celebrar contratos directamente con generadores pagando los servicios de Transmisión. La planeación de la expansión de la red es por parte del regulador en base a la eficiencia y en beneficio del mercado. México incursionó en este modelo desde el año 2013 con la modificación de la Ley de la Industria Eléctrica, países como Inglaterra, Chile, argentina, Colombia, entre otros países también comparten este modelo.

### 4. Competencia libre

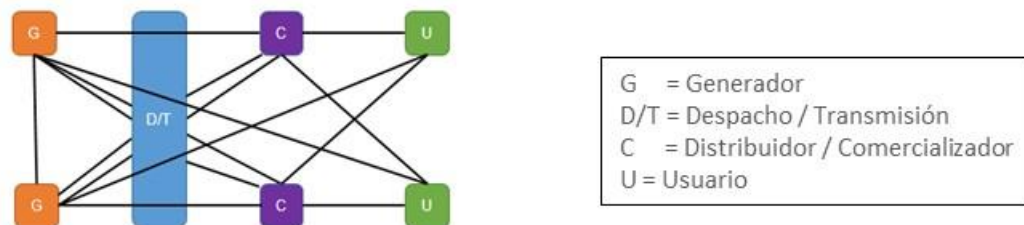


Figura 1.5 Competencia Libre

En la figura 1.5, los procesos de generación y comercialización están liberados, por lo que los grandes consumidores pueden comprar la energía en el pool o al igual que los pequeños consumidores pueden escoger a su suministrador. El uso de las redes de transmisión y distribución es cubierto mediante cuotas reguladas con base en estándares de eficiencia operativa. Actualmente está en operación en Nueva Zelanda y Texas; y como propuesta final del modelo en Inglaterra, Colombia, Noruega, Suecia, Finlandia y en algunas regiones de Estados Unidos como California y Pensilvania [5].

### 1.4 DEFINICIÓN DE LOS NUEVOS ACTORES QUE APARECEN EN UN MODELO COMPETITIVO

En el nuevo modelo competitivo aparecen nuevos actores según la evolución en la regulación, los cuales a continuación se definen:

- **Empresas Generadoras (GENCOS):** son empresas con uno o más generadores con el objetivo de producir y vender energía eléctrica. Se clasifican en función de



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

su capacidad nominal o en la forma en que han sido contratados para operar en el mercado [1].

- **Compañías Transmisoras (TRANSCOS):** Son aquellas empresas que son propietarias de la red de transmisión o simplemente las operan, con la responsabilidad de transportar la energía eléctrica desde los generadores hasta el cliente poniendo a disposición las líneas de transmisión a todos los participantes. Este proceso por ser un monopolio natural debe estar regulado. Son clasificados según el nivel de tensión al que operan [1].
- **Compañías de Distribución (DISCOS):** son empresas propietarias y responsables del funcionamiento de la red de distribución en una región. Estas empresas tienen la opción de comprar energía directamente con las compañías generadoras o hacerlo a través del mercado *pool* [1].
- **Clientes o Consumidores:** son la entidad que consume la energía eléctrica. Dependiendo la evolución del mercado los clientes tienen la opción de escoger a su suministrador, en un mercado mayorista solo los clientes calificados pueden comprar energía en el mercado, pactar con una GENCO o un suministrador, en los mercados totalmente liberados también los clientes de bajo consumo pueden escoger a su suministrador [1].
- **Operador independiente del Sistema (OIS):** es la entidad que opera todo el sistema asegurándose de su confiabilidad y seguridad, para ello en caso de emergencia utiliza los suministros de reservas de emergencia, control de voltaje y reservas de potencia reactiva. Es una entidad independiente y sin intereses en ningún proceso, por lo que debe ser imparcial [1].
- **Operador de Mercado (OM):** es la entidad responsable de facilitar que las negociaciones operativas en el mercado eléctrico se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información. Se encarga de recibir las ofertas de los participantes del mercado y determina el precio de mercado sobre las bases del mercado [1].

Dependiendo de la forma en que evolucionan los mercados en cada país pueden aparecer otros actores como son observadores que vigilan el mercado, operadores de red, intermediarios, entre otros. Las diferentes formas de reestructuración han generado



valiosos aprendizajes. Algunos de los aspectos relevantes que deben tomarse en cuenta para quien decide incursionar en este modelo son la forma y estructura del marco regulatorio anterior, los objetivos que se desean alcanzar al liberar el sector, la topología del sistema eléctrico, las fuentes de energéticos y si existe un mercado de combustibles, entre otros [5].

## **1.5 SERVICIOS AUXILIARES**

La función de una empresa eléctrica no se limita únicamente a la Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica también debe mantener un cierto grado de confiabilidad y seguridad en el sistema, entre otras funciones. Para lograr esto el operador del sistema tiene la responsabilidad de utilizar de forma eficiente a lo que se conoce como servicios auxiliares o servicios conexos que se definen como aquellos servicios en red que son necesarias para realizar el servicio de transmisión de energía eléctrica de manera confiable y segura. Algunos de estos servicios se mencionan a continuación:

- Regulación de frecuencia
- Conexión al Control Automático de Generación
- Control de flujos de potencia en líneas de enlace
- Control de tensión y reserva de potencia reactiva
- Reserva rodante
- Operación en Isla Eléctrica
- Capacidad de arranque negro, entre muchos otros.

Algunas organizaciones como la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) consideran que los costos de estos servicios deben ser incluidos los en la tarifa de transmisión.

Cuando las compañías eléctricas mantenían el monopolio del sector eléctrico, la administración y coordinación de los servicios auxiliares resultaba más sencilla para los operadores del sistema ya que estos eran parte del suministro de electricidad, sin embargo, ahora con la apertura del sector son varias las empresas que pueden brindar estos servicios. Ante la desregulación del sector las transacciones de potencia activa en el mercado primario es el que llevaba toda la atención dejando en segundo plano el



mercado de servicios auxiliares, sin embargo, pronto se vio la necesidad de prestarles atención para no arriesgar la confiabilidad y seguridad del sistema, en un principio teniendo como requisito obligatorio la disposición de algunos servicios auxiliares por parte de los generadores y con el tiempo definiendo un mercado mejor estructurado para ofertar estos servicios.

En el inicio de los mercados eléctricos desregulados no se tenía claro que servicios se deben considerar como servicios auxiliares, pero con el tiempo se han ido definiendo y clasificando, sin embargo, aún hay trabajo por hacer para definir métodos a fin de medir la producción, suministro y consumo de estos servicios siendo importante por el hecho de que estos servicios son producidos por los mismos equipos que intervienen en el mercado primario. En varios mercados eléctricos, entre ellos el de Nueva Inglaterra, Nueva Zelanda, Australia y California permiten, además de las subastas en el mercado primario también la competencia en ciertos servicios auxiliares los cuales se ofertan de manera similar a las subastas en el mercado primario [6].

### **1.6 ¿POR QUÉ ES NECESARIO FORMALIZAR UN MERCADO PARA EL SERVICIO CONTROL DE VOLTAJE Y RESERVA DE POTENCIA REACTIVA?**

El servicio de Control de Voltaje y Reserva de Potencia Reactiva presenta singularidades debido a su naturaleza y los dispositivos que lo proporcionan, es decir, el servicio de potencia reactiva tiene un impacto local y no es posible transportarla a grandes distancias por lo que una fuente de potencia reactiva puede definir la existencia de zonas o áreas reactivas ejerciendo poder de mercado y las condiciones de demanda del sistema complican el problema debido a que en ocasiones los generadores no son capaces de suministrar sus propios requerimientos lo que los lleva a convertirse en usuarios del servicio de potencia reactiva [6].

La compensación reactiva tiene como objetivos:

- a) Regular continuamente el perfil de voltaje
- b) Mantener un nivel adecuado de reservas de potencia reactiva para soportar contingencias.



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El primer objetivo es responsabilidad del operador del sistema, mantener el voltaje en todos los nodos del sistema eléctrico con límites aceptables en todo momento mediante la coordinación de elementos pasivos y elementos dinámicos. Sin embargo, mantener una reserva suficiente de potencia reactiva se requiere de la coordinación forzosa de elementos dinámicos. Aunque existe una diferenciación para brindar este servicio, existe una relación directa con el mercado primario, debido a que algunos elementos como los generadores síncronos proporcionan ambos servicios [6].

La FERC, en los Estados Unidos separo el servicio de potencia reactiva, ya sea para el control de voltaje o para reserva de potencia reactiva suministrado por el equipo de compensación del sistema de transmisión, es decir, condensadores, reactores, condensadores síncronos, cambiadores de tap y compensadores estáticos de Volt-Ampere reactivos (Var), incorporándolo en el costo de tarifas de transmisión, con este criterio, es posible considerar la introducción equipo nuevo de compensación en la planeación de la red de manera estratégica y eficiente por su impacto local. Mientras que el servicio de potencia reactiva brindado por los generadores se cobra por separado.

En algunos mercados se ha establecido como requisito obligatorio para todo generador que quiera sincronizarse a la red, cuotas fijas, mensuales o anuales para proporcionar el servicio de potencia reactiva, esto suele no ser equitativo entre generadores que se conectan a nodos en donde pocas veces se ajusta el voltaje y los generadores conectados a nodos en los que continuamente se requiere de absorber o aportar reactivos por su ubicación en la red, ya que en los últimos generadores mencionados existe un mayor desgaste por calentamiento en sus devanados producto del constante absorción o aportación de reactivos, por esta razón es necesario estructurar un mercado de potencia reactiva que remunere a los generadores que participan en la confiabilidad y calidad del sistema mediante el control de voltaje o reserva de potencia reactiva.

Al formalizar un mercado de servicios auxiliares, específicamente el de suministro de potencia reactiva que por sus características el impacto es local, se origina lo que se conoce como zonas o áreas reactivas en donde se puede ejercer el poder de mercado el cual es monopolístico y anticompetitivo por parte de ciertos generadores



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

conectados a nodos en donde es fundamental este servicio, pudiendo ofertar el servicio a un precio muy alto obteniendo mayores ganancias, esto suele disminuir con la entrada de nuevos generadores en ese nodo o cercanos a él, lo cual no es muy probable que ocurra.

## **1.7 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN LA GESTIÓN DE POTENCIA**

### **REACTIVA**

#### **1.7.1 AMÉRICA**

##### **1.7.1.1 ESTADOS UNIDOS**

###### **1.7.1.1.1 NEW YORK**

El Operador del Sistema Interconectado de New York (NYISO) es el responsable de proporcionar los servicios de potencia reactiva a través de los generadores, los cuales operan dentro de sus límites de capacidad. NYISO calcula el costo del soporte de potencia reactiva mediante la suma de todos los pagos realizados a los proveedores del servicio.

Los generadores que participan en el servicio de potencia reactiva reciben pagos por capacidad y pagos por pérdida del costo de oportunidad, el costo de este servicio se basa en la cantidad de potencia reactiva necesaria para mantener el perfil de voltaje dentro de la banda de voltaje permitida.

El pago por pérdida del costo de oportunidad (LOC), se basa en los siguientes factores:

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

En la siguiente figura se muestra el cálculo del costo de oportunidad (LOC).



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

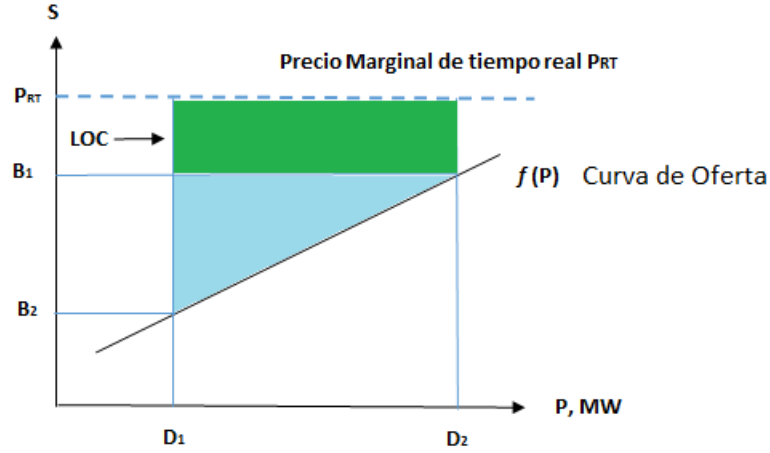


Figura 1.6 Método para el cálculo de pérdida del costo de oportunidad en NYISO

$P_{RT}$  : Precio marginal de tiempo real basado en largo plazo

$f(p)$  : curva de oferta del generador para suministrar potencia reactiva

$D_1, D_2$  : Despacho original y nuevo punto de despacho respectivamente

$B_1, B_2$  : precios de oferta correspondientes a  $D_1$ , y  $D_2$

Cuando un generador reduce su potencia activa de salida para aportar más potencia reactiva, el generador deja de percibir ingresos sin embargo también tiene un ahorro en el costo de generación de energía. La reducción de los ingresos del generador  $\Delta R$  de determina de la siguiente manera:

$$\Delta R = P_{RT}(D_1 - D_2) - \int_{D_2}^{D_1} f(p) \cdot dP \quad (1.1)$$

El primer término de la ecuación anterior 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 [7].

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

$$\Delta S = B_1(D_1 - D_2) - \int_{D_2}^{D_1} f(p) \cdot dP \quad (1.2)$$



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El costo de oportunidad (LOC) del generador es igual a la diferencia entre las ecuaciones (1.1) y (1.2), es decir:

$$LOC = (P_{RT} - B_1) \times (D_1 - D_2) \quad (1.3)$$

### 1.7.1.1.2 CALIFORNIA

El Operador de Sistema en California establece contratos a largo plazo con las unidades de generación para obtener el servicio de soporte de potencia reactiva. Un día anterior se realiza el despacho de potencia activa y una vez conocida la energía programada se realiza el despacho de potencia reactiva.

El operador de sistema realiza los estudios correspondientes de flujos de potencia para determinar la cantidad y localización de potencia reactiva necesaria para el día siguiente. 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.

Es un requisito obligatorio que los generadores suministren potencia reactiva dentro de un rango de factor de potencia de 0.9 en atraso y 0.95 en adelanto, si el operador de sistema requiere que un generador opere fuera de los límites mencionados, el generador recibe una compensación. A continuación, se muestra la curva de capacidad de un generador con sus zonas de operación y de remuneración:

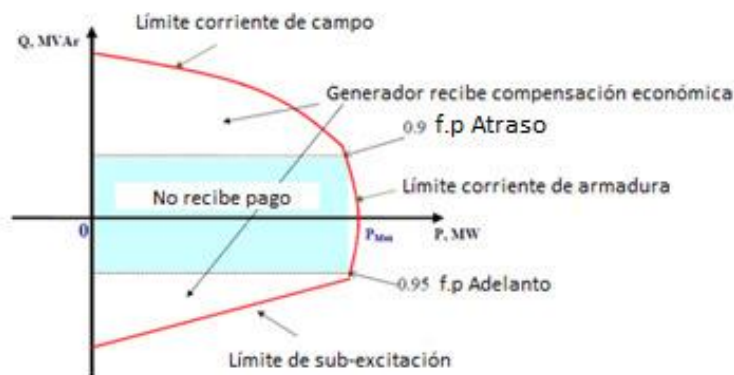


Figura 1.7 Remuneración del servicio de potencia reactiva



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El pago de compensación es 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. Es importante mencionar que 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 [7].

### **1.7.1.1.3 PJM (PENNSYLVANIA-NEW JERSEY-MARYLAND)**

El Operador de Sistema del mercado compuesto por los estados de Pennsylvania, New Jersey y Maryland administra los recursos de potencia reactiva de los generadores para mantener los perfiles de voltaje dentro de la banda de voltaje establecida.

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 [7].

El sistema PJM define a la potencia reactiva como un servicio auxiliar y tiene dos componentes:

- Capacidad de potencia reactiva a la capacidad nominal del generador. 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 [7].
- Capacidad de potencia reactiva reduciendo los niveles de potencia activa de salida del generador. 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 [7].



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Finalmente, los generadores son remunerados por su capacidad de potencia reactiva obligatoria, con base en sus costos incurridos los cuales son aprobados por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

### 1.7.1.2 ARGENTINA

En Argentina, todos los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) están comprometidos a entregar o absorber potencia reactiva según sea el caso en los puntos de interconexión con el MEM.

### 1.7.1.3 BRASIL

En Brasil, el “Operador Nacional do Sistema Eléctrico” (ONS) tiene como funciones, entre otras, la planificación, programación de la operación y el despacho centralizado de la generación, con el objetivo de la optimización de los sistemas interconectados y tomar las medidas operativas necesarias, de acuerdo a los procedimientos de la red, para asegurar el funcionamiento dentro de los límites operativos [7].

Los generadores están obligados a consumir o generar potencia reactiva según lo requiera el sistema dentro de un rango de factor de potencia establecido por la Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANNEE).

A continuación, se muestra los requisitos de factor de potencia en el punto de conexión de los distribuidores y clientes calificados según el nivel de tensión al que estén conectados.

Tabla 1.1 Requisitos obligatorios de potencia reactiva en puntos de conexión para los distintos agentes de Brasil [7].

| Tensión Nominal ( $V_n$ )              | FP inductivo | FP capacitivo |
|----------------------------------------|--------------|---------------|
| $V_n < 69 \text{ kV}$                  | 0.92         | 0.92          |
| $69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$ | 0.95         | 0.95          |
| $V_n \geq 230 \text{ kV}$              | 0.98         | 0.98          |

Por último, la absorción o generación de potencia reactiva considerada como servicio complementario es la que viene de los generadores que funcionan como generadores síncronos y los elementos de control de voltaje del transportista.



#### **1.7.1.4 CHILE**

La normativa vigente en Chile obliga a las unidades generadoras a tener la capacidad de aportar o absorber potencia reactiva conforme lo indique su diagrama de capacidad mientras que para el resto de los participantes del mercado eléctrico deberán contar con la infraestructura necesaria que permita el control de voltaje y el suministro de potencia reactiva [7].

En Chile el sistema de asignación de costos de reactivos está compuesto por dos tipos de recargos. El primero es el factor de potencia medio mensual el cual obliga a los consumidores a no rebasar el límite bajo de factor de potencia inductivo de 0.93 ya al sobrepasarlo se les hará un recargo del 1% de la factura total por cada 0.01 de variación en que dicho factor baje de 0.93, produciendo distintos costos unitarios por kVAr para clientes abastecidos de una misma fuente de reactivos. El segundo es el factor de potencia en función de la razón horaria Q/P, consiste en medir horariamente la potencia activa y reactiva, en cada uno de los puntos de compra de cada empresa distribuidora donde es asignado el cargo a distintos tramos que dependen de: El costo unitario del kVAr en CEV's, el factor de recuperación de capital (15 años, 15% de interés) y el número de horas de utilización de dichos bancos [8].

Como inconvenientes de este sistema de tarificación se pueden mencionar: en los dos tipos de recargos no se considera el consumo neto de potencia reactiva sino más bien la relación de la potencia reactiva con respecto a la potencia activa, el efecto negativo que produce el consumo de potencia reactiva no se ve reflejado en la facturación final. Por ejemplo, en un bus en donde están conectados varios consumidores, el costo o recargos de potencia reactiva es igual para todos, por lo que resultaría injusto en el caso donde un gran consumidor no incumpla en el límite de factor de potencia por lo que no paga por la potencia reactiva y un pequeño consumidor que rebase dicho límite de factor de potencia tendrá que pagar un recargo muy alto.

Por último, este sistema no discrimina según la ubicación del consumidor por lo que el costo por el consumo de un kVAr adicional será el mismo en cualquier punto de la red, lo cual no sería equitativo además de que no se tiene claro que tanta responsabilidad tiene cada participante del mercado eléctrico en el control de voltaje y en qué condiciones.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

A continuación, se muestran las bandas obligatorias del factor de potencia en los puntos de conexión al transporte, según el nivel de voltaje que se establece para los distintos participantes.

Tabla 1.2 Requisitos obligatorios de potencia reactiva en los puntos de conexión para los distintos participantes en Chile [7].

| Tensión Nominal<br>(V <sub>n</sub> ) | FP inductivo |         | FP capacitivo |         |
|--------------------------------------|--------------|---------|---------------|---------|
|                                      | Sistema      | Cliente | Sistema       | Cliente |
| V <sub>n</sub> < 30 kV               | 0.96         | 0.93    | 0.98          | 0.96    |
| 30 kV < V <sub>n</sub> < 100 kV      | 0.96         |         | 0.98          |         |
| V <sub>n</sub> ≥ 100 kV              | 0.98         |         | No permitido  |         |

### 1.7.1.5 COLOMBIA

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de definir las obligaciones y responsabilidades de cada participante del Mercado Eléctrico.

Los generadores menores a 10 MW están obligados a tener un factor de potencia nominal capacitivo de 0.9, verificándose el cumplimiento de este requisito de forma horaria. Los generadores mayores de 10 MW están obligados a aportar o absorber potencia reactiva de acuerdo a su curva de capacidad según lo solicite el operador de sistema en beneficio de la red ya que se considera incluida dentro del costo de la energía activa producida, sin embargo, el operador de red ante restricciones de voltaje podrá solicitar el uso de toda la curva PQ bajo el concepto de “costo de oportunidad perdido”.

En materia tarifaria de energía eléctrica la CREG estableció que cuando la energía reactiva registrada fuese mayor o igual al 50% de la energía activa consumida, durante el mismo periodo de facturación, las empresas liquidarán los excedentes de energía reactiva con la tarifa respectiva de energía activa. Este criterio aplica a los distribuidores y a los grandes consumidores. Estos ingresos se consideran como parte de la remuneración del servicio de transmisión.

Por lo tanto, el costo del servicio de potencia reactiva se compone de la retribución de los recursos específicos para el control de tensiones, la de los recursos adicionales aportados por los agentes y la de los sobre costos asociados a los generadores despachados por restricciones de tensión [7].



## **1.7.2 EUROPA**

### **1.7.2.1 GRAN BRETAÑA**

En Gran Bretaña están obligados todos los generadores con una capacidad mayor a 50 MW a absorber o aportar potencia reactiva en el rango de un FP de 0.95 consumiendo a 0.85 aportando. Esta capacidad de potencia reactiva puede ser cobrada de dos formas, la primera, es que el generador acepte un pago por la potencia reactiva requerida ya sea aportada o absorbida, y la segunda, es que el generador establezca contratos con “The National Grid Co” con una duración mínima de un año [9].

La oferta de potencia reactiva se compone de 3 aspectos: capacidad, disponibilidad de la capacidad y utilización. The National Grid Co. evalúa la factibilidad de cada oferta y decide cuales aceptar, por medio de esta práctica se incentiva a los generadores para ofertar capacidad más allá de los requisitos obligatorios, reduciéndose así las necesidades de inversión del sistema de transmisión [7].

Cabe resaltar que The National Grid Co., tiene como práctica reubicar algunos recursos de voltaje como son los Compensadores Estáticos de Vars con el fin de aliviar problemas de voltaje en algunas zonas durante ciertas temporadas, y obteniendo una reducción en la utilización de potencia reactiva producida por generadores llegando a solo requerir del 20% de potencia reactiva generada por generadores.

### **1.7.2.2 SUECIA**

En Suecia el propietario y operador de la red de transmisión nacional con niveles de tensión de 400 kV y 220 kV es *Svenska Kraftnät* mientras que las redes de subtransmisión con niveles de tensión menores a 139 kV son operadas por compañías regionales y locales. Debido a la topología de la red, generalmente los flujos de potencia activa van de norte a sur del país debido a que la mayoría de las centrales de generación se encuentran al norte mientras que los grandes centros de consumo se encuentran al sur del país.

Es importante mencionar que cada compañía es responsable de controlar el nivel de tensión dentro de su ámbito por lo que no deben existir transferencias de potencia reactiva entre dos zonas a menos que se halla establecido un contrato entre estas dos compañías.

Los grandes generadores son utilizados para satisfacer únicamente la demanda de potencia reactiva de la red nacional y como reserva ante condiciones de emergencia por lo que las compañías regionales y locales suelen tener recursos de potencia reactiva pasivos como son capacitores y reactores en paralelo.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El operador de sistema puede establecer acuerdos formales para el intercambio de potencia reactiva con los generadores principalmente y con las redes regionales en algunos casos. La siguiente tabla muestra la cantidad de potencia reactiva que aportan o absorber distintas fuentes de forma obligatoria debido a que este servicio no tiene compensación económica [10].

Tabla 1.3 Contratos de aportación y absorción de potencia reactiva de distintas fuentes de potencia reactiva [10].

|                             | Aportación de Q              | Absorción de Q                            |
|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| <b>Unidades hidráulicas</b> | $\frac{1}{3}P_{max}$         | $\frac{1}{6}P_{max}$                      |
| <b>Unidades térmicas</b>    | $\frac{1}{3}P_{max}$         | No son requeridas para absorber reactivos |
| <b>Redes regionales</b>     | $\frac{1}{3}P_{instantánea}$ | No son requeridas para absorber reactivos |

## 1.8 DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA REACTIVA

Los recursos de potencia reactiva son de gran importancia como ya se ha comentado anteriormente, sin embargo, este servicio ha tenido poca atención para ser remunerado de manera justa debido a que el concepto es difícil de comprender por parte de los economistas. En la evolución de los sectores energéticos en distintas partes del mundo se empiezan a desarrollar diferentes criterios y metodologías que son definidas por sus respectivas comisiones reguladoras en cada mercado.

La teoría de fijación de precios spot utiliza métodos convencionales como son el modelo de despacho económico y flujos de potencia de Corriente Directa, sin embargo, el precio de la potencia reactiva no puede determinarse mediante los modelos convencionales de flujos óptimos de potencia ya que en estos no se toma en cuenta el costo de producción de potencia reactiva, la congestión de la línea y la restricción de voltaje. Durante décadas, las penalizaciones de factor de potencia se han utilizado para determinar precios de potencia reactiva pero suele no ser una asignación eficiente debido a que existen consumidores que pueden tener fluctuaciones significantes en su factor de



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

potencia en pequeños lapsos de tiempo por lo que a las empresas les resultaría muy caro adquirir equipo costoso para compensar esos picos y no ser penalizados [11].

Los autores F. C. Scheweppe y M. C. Caramanis establecieron en los años 80's la teoría de la fijación de precios spot basándose en el principio de que el costo marginal es igual al precio en un mercado perfectamente competitivo.

El autor HAO en [12] señaló que el precio marginal de la potencia reactiva era generalmente inferior al 1% del precio marginal de la potencia activa y dependía en gran medida de las restricciones de la red y que el costo de la producción de potencia reactiva debe incluirse en la formulación para calcular el precio marginal de la potencia reactiva.

En [12], los autores proponen el siguiente método que tiene como premisa que las demandas de potencia activa y potencia reactiva son conocidas debido al pronóstico de demanda con un día de anticipación. Por lo que la función objetivo, es:

$$C = \sum_{i \in NG} [C_i(P_{Gi}) + C_i(Q_{Gi})] + \sum_{j \in C} C_j(Q_{Cj}) \quad (1.4)$$

$NG$ : es el conjunto de generadores

$C$ : es el conjunto de buses que tienen bancos de capacitores

$C_i(P_{Gi})$  : es la función de costo de potencia activa del generador del bus  $i$

$C_i(Q_{Gi})$  : es la función de costo de potencia reactiva del generador del bus  $i$

$C_j(Q_{Cj})$  : es la función de costo de capital del capacitor en el bus  $j$

El costo de generación de potencia activa se aproxima como una función cuadrática.

$$C_i(P_{Gi}) = a + bP_{Gi} + cP_{Gi}^2 \quad (1.5)$$

El costo de producción de potencia reactiva del generador se llama costo de oportunidad debido a que el suministro de potencia reactiva puede provocar reducción en la capacidad de potencia activa de salida causando reducción de ganancias implícitas a los generadores, sin embargo, es cierto que el costo de oportunidad dependen de las condiciones del mercado en tiempo real [10].



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Considerando el costo de oportunidad aproximadamente como:

$$C_i(Q_{Gi}) = [C_i(S_{Gi,max}) - C_i(\sqrt{S_{Gi,max}^2 - Q_{Gi}^2})]k \quad (1.6)$$

donde:

$S_{Gi,max}$  : es la potencia aparente del generador en el bus  $i$

$Q_{Gi}$  : es potencia reactiva del generador en el bus  $i$

$k$  : es la tasa de ganancia de la generación de potencia activa, generalmente entre el 5% y el 10%

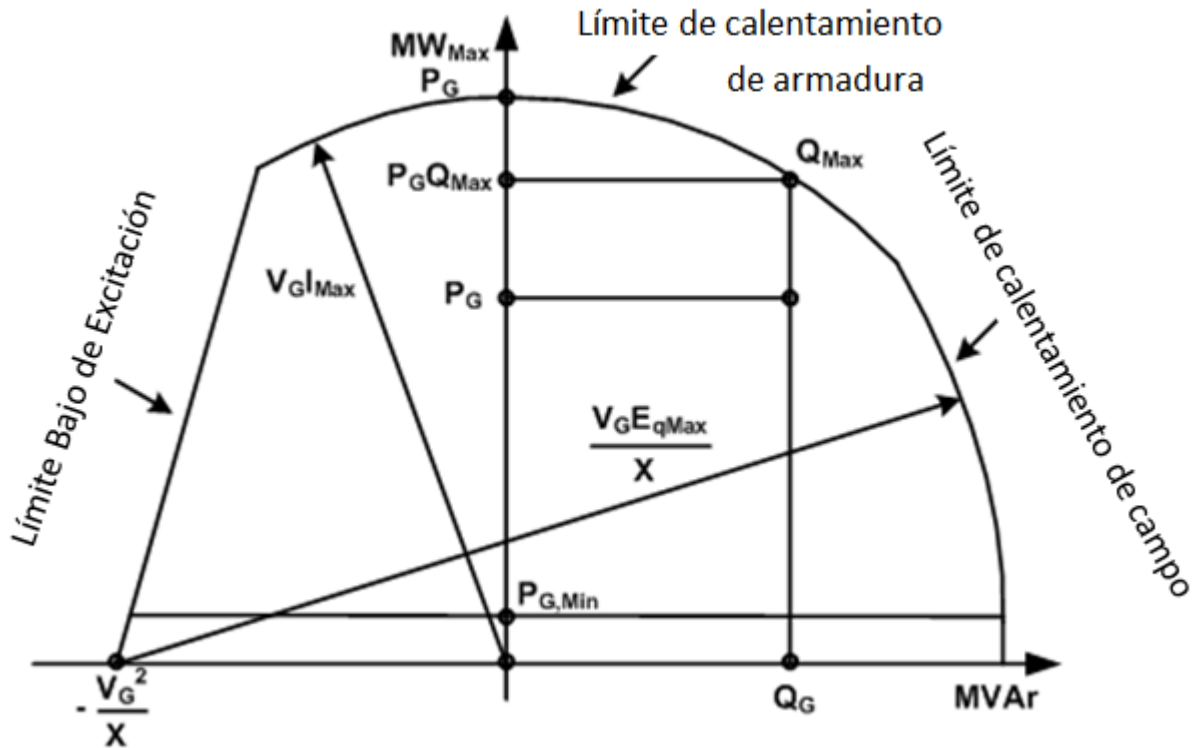


Figura 1.8 Curva de capacidad de un generador síncrono

El tercer término de la ecuación es el costo de inversión equivalente de los capacitores, que se expresa como su tasa de depreciación (considerando que la vida útil de un capacitor es de 15 años) [11]:



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

$$C_{Cj}(Q_{Cj}) = \frac{(Q_{Cj} \cdot h \cdot 11600 \text{ \$/MVar})}{15 \times 8760} = Q_{Cj} \cdot \$0.058 / \text{MVar} \cdot \text{hr} \quad (1.7)$$

$h$  : representa el promedio de trabajo del capacitor y se considera como 2/3.

Para este trabajo de tesis no fue considerado el tercer término debido a que los bancos de capacitores pueden ser incluidos dentro de los costos de transmisión.

### 1.9 DESREGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

México nacionalizó la industria eléctrica en el año de 1960, con el objetivo de llevar el servicio de electricidad a todos los ciudadanos. Cincuenta años después México abre las puertas nuevamente al sector privado, sin embargo, el Estado mantuvo su condición de empresario, inversionista, regulador y rector de la actividad. El sector energético incluye la liberación de los hidrocarburos y sus derivados con la reforma constitucional de diciembre del 2013. Fueron dos los argumentos principales para justificar la liberación del sector, el primero, que el monopolio no daba buenos resultados en materia de tarifas y, el segundo que la apertura traería mayores espacios de crecimiento económico y bienestar social [13].

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por su ámbito geográfico, se encuentra dividido en 8 Gerencias Regionales de Control:

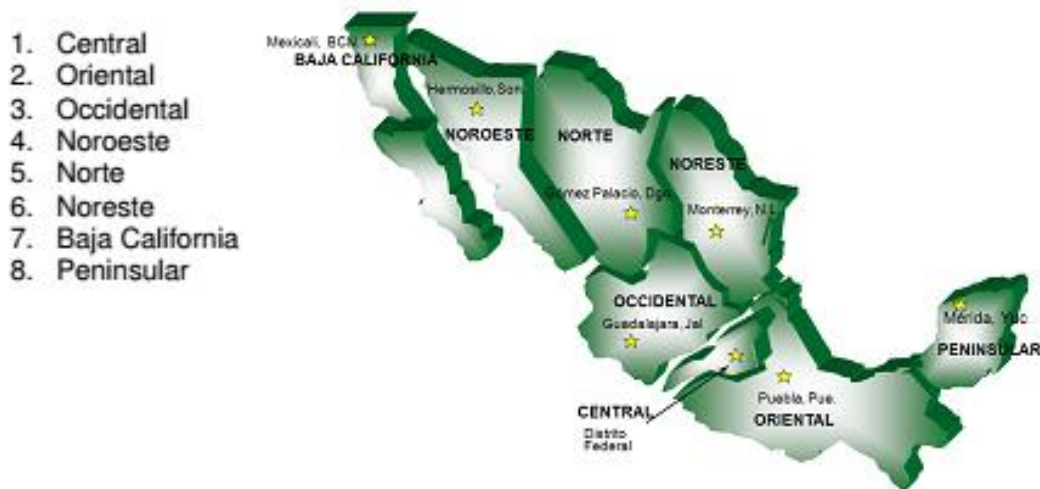


Figura 1.9 Gerencias de Control del CENACE

La mayoría de los países pioneros en la modalidad de mercados eléctricos competitivos, iniciaron su reestructuración en la década de los ochenta y los formalizaron



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

en la década de los noventa del siglo pasado, por lo que México incursiona en este ámbito con la oportunidad de incorporar una experiencia mundial de 30 años.

El 21 de diciembre del 2013 fue publicada la Reforma Energética de México en el Diario Oficial de la Federación con la que da inicio a una nueva estructura del Sector Eléctrico Mexicano con la modalidad de MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). En la siguiente figura se muestra los nuevos entes participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista de México [14].

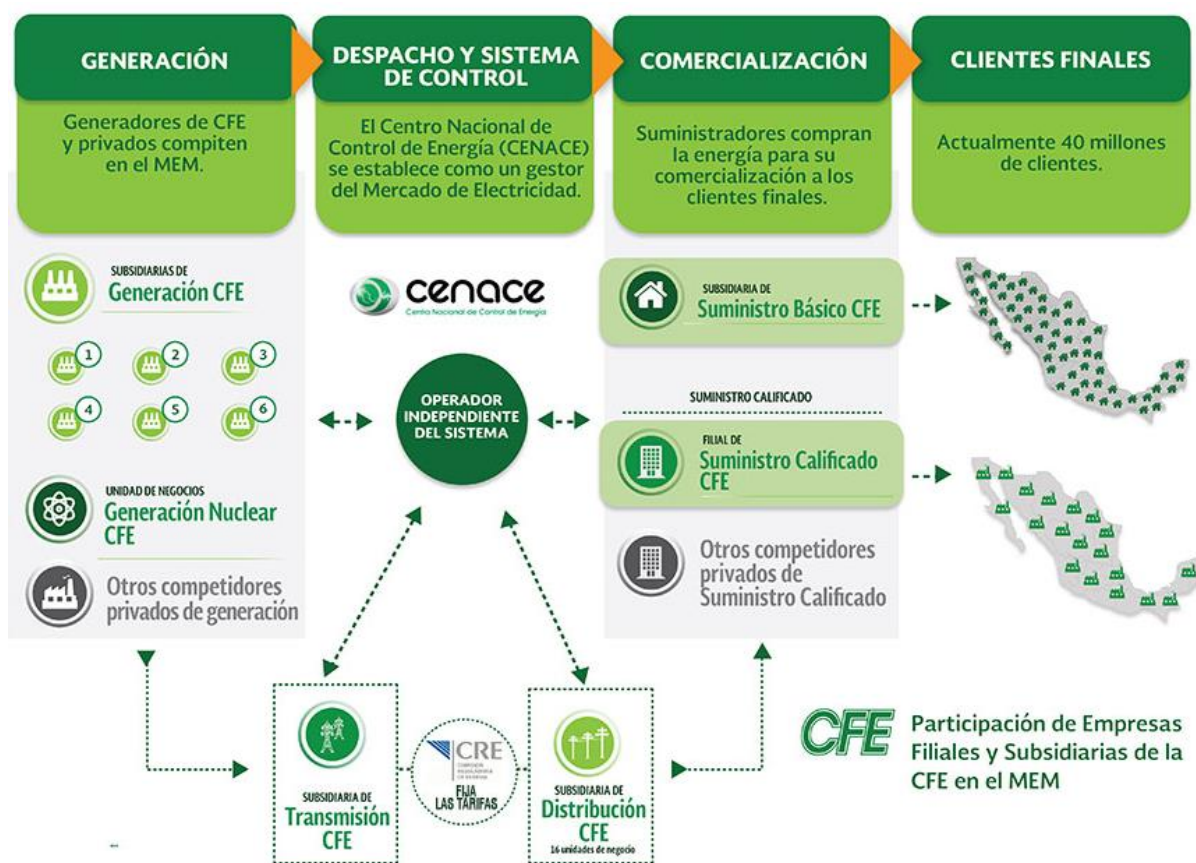


Figura 1.10 Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en México

Con la reestructuración del sector eléctrico el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como organismo público descentralizado tiene la responsabilidad de ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD). Mediante este organismo el Estado controla la dirección del mercado eléctrico.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

La CFE mantiene el monopolio regulado de la Red Nacional de Transmisión mediante su empresa subsidiaria de Transmisión y el monopolio regulado de las Redes Generales de Distribución mediante su empresa subsidiaria de Distribución, cabe resaltar que todas las empresas subsidiarias de la CFE son independientes.

El proceso de generación queda liberado en donde los generadores de CFE y privados compiten en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El proceso de comercialización queda liberado en donde la filial de CFE y empresas privadas compiten para suministrar a usuarios calificados. Los usuarios calificados también pueden celebrar contratos directos con generadores.

El 8 de septiembre del 2015, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. A continuación se citan algunas Bases del Mercado que se refieren a los Servicios Conexos requeridos para la confiabilidad del sistema [15]:

## **Base 6. Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional**

### **6.2 Servicios Conexos requeridos para la Confiabilidad**

**6.2.1** El CENACE deberá adquirir los siguientes Servicios Conexos requeridos para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en términos del Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE (Comisión Reguladora de Energía). En el Código de Red y sus disposiciones operativas que emite la CRE se determinarán los requisitos para considerar a una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable como prestadora de estos Servicios Conexos [15]:

- (a) Regulación Primaria
- (b) Reservas:
  - (i) De Regulación Secundaria
  - (ii) Rodantes
  - (iii) No rodantes
  - (iv) Operativas



(v) Suplementarias

(c) Control de voltaje y potencia reactiva

(d) Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema

**6.2.4** Como regla general, los costos de los Servicios Conexos se cobrarán a todas las Entidades Responsables de Carga, en proporción a la energía consumida por los Centros de Carga que representa. Los Manuales de Prácticas de Mercado estipularán los casos de excepción en que una porción específica de estos costos se cobre a determinados Participantes del Mercado cuyas operaciones ocasionen una parte específica de los requisitos de Servicios Conexos [15].

**6.2.6** La aportación, absorción y reserva de potencia reactiva para control de voltaje, así como el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, son Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, por lo que se pagarán bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE, con penalizaciones si no se siguen las instrucciones del CENACE [15].

A continuación, se presentan algunos criterios referentes a la administración de potencia reactiva contenidos en el Código de Red, cabe mencionar que este documento contiene los criterios en materia de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del SEN [14]:

## **Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación en Estado Operativo Normal del SEN.**

### **2.4.1 Rango de tensión**

**Criterio OP- 7.** El CENACE podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o subestaciones de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN [14].



**Criterio OP- 10.** En escenarios de demanda mínima, el CENACE podrá desconectar líneas de Transmisión y distribución para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos [8].

**Criterio OP- 13.** Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores cumplir en la medida de sus posibilidades con la potencia reactiva que el CENACE requiera para mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos [14].

#### **2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva**

**Criterio OP- 53.** Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deberán ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Fija [14].

**Criterio OP- 54.** Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica dinámica que forman parte de la RNT o de las RGD, deberán ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Dinámica [14].

**Criterio OP- 55.** La inyección, absorción y reserva de potencia reactiva para control de tensión proporcionado por Unidades de Central Eléctrica, serán consideradas como parte de la Reserva Reactiva Dinámica [14].

Los requerimientos técnicos mínimos contenidos en el Código de Red se fijan de manera que el SEN alcance y mantenga una condición técnica en la que opera sin violar límites operativos y con suficientes márgenes de reserva de modo que pueda soportar la contingencia sencilla más severa sin violación de límites operativos en post-Disturbios [14].

### **1.10 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS**

Consciente de la importancia que hoy reviste el tema de los servicios conexos en un mercado eléctrico competitivo como es el caso del despacho de la potencia reactiva como estrategia principal para el control de voltaje dentro de los límites operativos, se espera que el presente estudio tenga una repercusión práctica ya que será proporcionado



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

al Jefe del Departamento de Enlace con Participantes del Mercado de la Gerencia de Control Regional Oriental (GCROR) del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) aportando información valiosa y esperando que sirva como material de reflexión y que permee para que pueda generar acciones dentro del Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano (MEM MXN).

La presente investigación realizará una revisión de los métodos estocásticos como el enjambre de partículas, enlazarlo con la teoría de despacho óptimo de generación de potencia reactiva y finalmente el posterior cálculo de la asignación del costo de esta potencia. Finalmente, se realizará el modelo que podrá ser comparado con un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) como lo es el de la Gerencia de Control Regional Oriental (GCROR).

### **1.11 OBJETIVO DE LA TESIS**

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo proponer un modelo para el despacho de potencia reactiva en un mercado eléctrico competitivo con las que se puede asignar el costo por uso de potencia reactiva para mantener la confiabilidad y seguridad de la red. La red de dimensiones reales con la que se evaluara la efectividad de este método es la perteneciente a la Gerencia de Control Regional Oriental.

### **1.12 OBJETIVOS PARTICULARES**

- Estudiar el método de optimización de Enjambre de Partículas (*Particle Swarm Optimization*) para obtener el despacho óptimo de potencia reactiva.
- Una vez asignado el despacho de potencia reactiva y utilizando las experiencias internacionales, se propondrá un modelo para asignar el costo por el servicio de potencia reactiva de los participantes del mercado eléctrico.

### **1.13 HIPÓTESIS**

Un modelo estocástico para determinar el despacho óptimo de potencia reactiva permitirá evaluar el costo de dicho servicio en un mercado eléctrico competitivo.



## **1.14 VARIABLES**

La presente investigación define las siguientes variables: como la variable dependiente se tiene el cargo o la asignación del costo a los generadores de energía eléctrica. Y como variable independiente el despacho de potencia reactiva óptima.

## **1.15 CONTENIDO DE LA TESIS**

A continuación, se describe brevemente el contenido de cada capítulo de esta tesis.

En el capítulo 1, se mencionan los motivos por los cuales diferentes países alrededor del mundo liberan sus sectores eléctricos para incursionar en los mercados eléctricos, la importancia de los servicios auxiliares, la necesidad de formalizar un mercado de potencia reactiva para el control de voltaje y reserva de potencia reactiva, las experiencias internacionales acerca de la gestión de potencia reactiva y la situación actual de México en el ámbito de la gestión de potencia reactiva.

En el capítulo 2, se describen brevemente los elementos que aportan o absorben potencia reactiva dentro de una red eléctrica, la importancia de estos elementos para la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico para evitar un colapso de voltaje.

En el capítulo 3, se aborda los métodos de optimización que son utilizados para obtener soluciones aceptables dentro de problemas complejos y de grandes dimensiones. Además, se describe el método de optimización PSO el cual fue utilizado para desarrollar esta tesis.

En el capítulo 4, se aplica el método de optimización PSO a un sistema de prueba de 30 nodos de la IEEE para obtener un despacho de potencia reactiva que minimice las pérdidas potencia activa del sistema cuidando los perfiles de voltaje de cada nodo. Posteriormente se utiliza PSO para determinar el despacho de potencia reactiva de la red de 400 kV de la GCRO (llamada ACOR hasta antes de la reforma energética de México del 2013) con lo que se determina el costo de potencia reactiva.

En el capítulo 5, se presentan las conclusiones, aportaciones y las propuestas para trabajos futuros que se desprenden de este trabajo de tesis.



## CAPÍTULO 2

# SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE

El despacho de potencia reactiva para el control de voltaje y como reserva de potencia reactiva tiene como objetivo mantener la seguridad y calidad del sistema de potencia.

En la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, la seguridad se refiere a mantener las condiciones del SEP dentro de márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios por lo que mantener un buen perfil de voltaje, así como una adecuada reserva de potencia reactiva ante la ocurrencia de ciertas contingencias, el SEP puede soportarlas minimizando el impacto de estas. Mientras que la calidad implica mantener el suministro de energía eléctrica dentro de estándares internacionales en los valores de voltaje y frecuencia.

Para tener una eficiente gestión de la potencia reactiva, dentro de la planeación del crecimiento de la red es necesario un análisis completo, así como la predicción del incremento de carga en los centros de consumo y los nuevos centros de consumo con el objetivo de la instalación estratégica de equipos de compensación tomando en cuenta aspectos económicos, de calidad y seguridad. Sin embargo, el constante dinamismo y la complejidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia hace difícil éste análisis sumando a esto el impacto local de la potencia reactiva y la liberación del sector energético hacia un mercado competitivo lo hace aún más difícil.

El control de voltaje y la reserva de potencia reactiva deben cumplir con los siguientes objetivos [16]:

- Mantener el sincronismo de generadores. El control de voltaje mediante fuentes controlables de potencia reactiva tiene efectos estabilizadores sobre el SEP ante la ocurrencia de disturbios que provocan que los rotores cambien rápidamente sus posiciones. Las fuentes de reactivos pueden mejorar tanto en estabilidad transitoria como la estabilidad dinámica.
- Controlar el voltaje en valores cercanos al nominal. Al incurrir cambios bruscos de carga o de topología puede requerirse corregir el voltaje en unos cuantos ciclos. Para otras variaciones de voltaje la corrección puede hacerse en segundos. Si no



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

se corrigen las desviaciones de voltaje, aunque sean temporales se puede ocasionar daño tanto a los equipos de los usuarios como los que constituyen al sistema de potencia. Cuando el perfil de voltaje está por debajo de los límites inferiores, los equipos tienen un desempeño deficiente y cuando el perfil de voltaje está por encima del límite superior, el aislamiento de los equipos se deteriora.

- Regular los perfiles de voltaje en la red. De manera de evitar la circulación de potencia reactiva y con ello reducir pérdidas de energía y aprovechar mejor la capacidad del equipo de transmisión y transformación.

Sin embargo, en cada mercado eléctrico la gestión de potencia reactiva es distinta debido a sus criterios particulares de operación basados principalmente en aspectos tales como:

- Control centralizado o distribuido.
- Grado de automatización y acción de los operadores de los centros de control.
- Objetivo principal de las actuaciones: Control correctivo, control preventivo, minimización de pérdidas, aumento de la reserva de potencia reactiva, etc.

Los beneficios que se obtienen por tener una adecuada gestión de potencia reactiva se enuncian a continuación:

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



## 2.1 COLAPSO DE VOLTAJE

Algunas perturbaciones y cambios en la estructura del sistema de potencia pueden iniciar requerimientos de potencia reactiva que no pueden ser suministrados localmente. Esto causa que el perfil de voltaje se degrade debido a la transferencia de potencia reactiva desde centros de generación remotos. En estas situaciones se tiene una tendencia al colapso de voltaje al tratar de lograr un punto de equilibrio en una condición operativa [16].

El problema de colapso de voltaje suele estar presente en mayor medida en sistemas longitudinales en donde los elementos de compensación no son suficientes y los centros de consumo están alejados de la fuente. Además, el comportamiento de la carga puede ayudar a estabilizar el efecto o a agravarlo.

En la operación de un sistema eléctrico se cuentan con estrategias para evitar el problema de colapso de voltaje que van desde la conexión de elementos que inyecten reactivos, desconexión de reactores, ajuste de reactivos en unidades generadoras, desconexión de líneas, modificar el despacho de generación para reducir altos flujos de transmisión, implementación de esquemas de acción remedial, tiros de carga rotativos, restringir el consumo industrial en demandas máximas, entre otras.

Para ilustrar la forma más común del problema de colapso de voltaje en el siguiente sistema, el Área A representa la fuente de potencia reactiva y el Área B es un área de carga por lo que el Área A es la suministradora tanto de potencia activa y reactiva a través del sistema de transmisión, por lo que se establece una relación entre el voltaje en el bus de carga y la demanda a suministrar. El control de voltaje dependerá del nivel de carga en el sistema de transmisión y de los requerimientos de reactivos de la carga.



Figura 2.1 Sistema de potencia radial



Considerando que el factor de potencia de la carga es el mismo, así como el voltaje de generación, pero se va incrementando paulatinamente la demanda de la carga se obtiene el siguiente comportamiento del voltaje en el bus de carga.

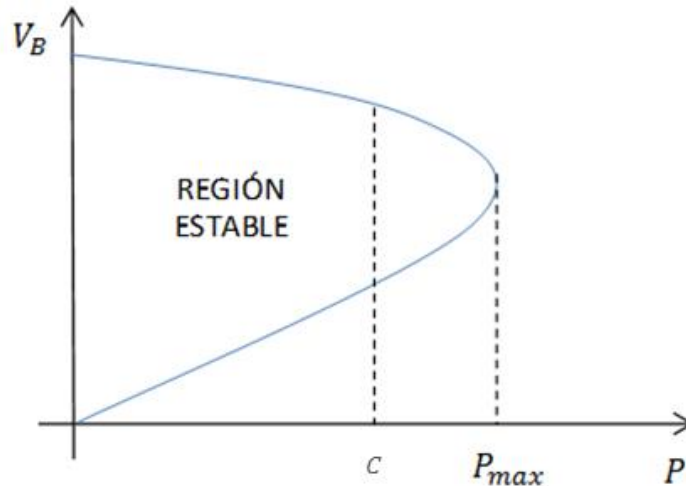


Figura 2.2 Característica P-V para el sistema básico

En la figura 2.2 es posible observar los siguientes efectos:

- Entre mayor es la demanda de la carga del Área B el voltaje en el bus de carga se va degradando de forma no-lineal, intensificando la caída de voltaje con el aumento de demanda.
- El sistema es estable para un incremento de demanda hasta el punto C. entre el intervalo  $C - P_{max}$  el sistema puede seguir operando sin embargo el sistema es susceptible a que ante alguna contingencia se violen límites de voltaje.
- Por último,  $P_{max}$  es la potencia máxima de demanda que el sistema puede soportar pero el operar en ese punto no es conveniente debido a que ante cualquier perturbación se presentaría el colapso de voltaje.

Se ha presentado de manera muy simple el concepto de colapso de voltaje con el propósito de entender la importancia de la participación de las fuentes de potencia reactiva tanto de los elementos de compensación como la de los generadores.

Anteriormente se comentó que el problema de colapso de voltaje es más común en los sistemas longitudinales sin embargo los sistemas mallados no están exentos de este problema debido a las nuevas estructuras de los mercados liberalizados que han puesto énfasis en la competencia justa, la eficiencia en la operación del sistema,



contratos entre empresas generadoras y consumidoras, reducción en márgenes de seguridad lo que ha provocado aumento en los flujos de transmisión y por consecuencia estrés de la red y bajos voltajes.

## **2.2 DESCRIPCIÓN Y RELACIÓN DE LAS FUENTES DE POTENCIA REACTIVA DEL SISTEMA DE POTENCIA**

Un Sistema Eléctrico de Potencia cuenta con distintos equipos que sirven como fuentes de potencia reactiva o compensación de reactivos para el control de voltaje y reserva de potencia reactiva, estos equipos cuentan con características propias y se suelen utilizar según la madurez del mercado eléctrico y los criterios que cada centro de control.

Los elementos de compensación se clasifican en pasivos y dinámicos, los primeros tienen susceptancias fijas con lo que aportan o absorben una cantidad fija de reactivos mientras que los dinámicos tiene la capacidad de ajustar su salida de reactivos de manera continua. Finalmente, la elección entre un equipo u otro lo determina un estudio de costo-beneficio para escoger el esquema que satisfaga las necesidades del sistema al menor costo.

A continuación, se da una breve descripción de estas fuentes de potencia reactiva.

### **2.2.1 CAPACITORES EN DERIVACIÓN**

Son dispositivos pasivos que aportan una cantidad fija de potencia reactiva a determinado nivel de tensión y son el medio más adecuado desde el punto de vista económico para mejorar el perfil de voltaje e incrementar la capacidad de flujo a través de las redes de transmisión y subtransmisión para alimentar centros de consumo alejados de los centros de generación.

Los capacitores en derivación suelen conectarse a la red en demandas máximas cuando el voltaje desciende por el incremento demandado en la red.

### **2.2.2 REACTORES EN DERIVACIÓN**

Los reactores en derivación son elementos pasivos que absorben una cantidad fija de potencia reactiva a determinado nivel de tensión y son atractivos por ser económicos.



Suelen conectarse al sistema cuando existen altos voltajes para compensar los excedentes de reactivos en las líneas de transmisión cuando estas se encuentran con baja carga [16].

Los reactores en derivación pueden ser conectados a las líneas de transmisión, en barras de subestaciones o en terciarios de transformadores de sistema, siendo la última opción la más económica por el menor nivel de tensión.

La razón fundamental para utilizar reactores es controlar los voltajes de régimen permanente (de frecuencia fundamental); no representan el medio idóneo para controlar sobretensiones transitorias. El dimensionamiento de los reactores se define con base en estudios de flujos del sistema para distintas condiciones de operación. Adicionalmente se deben efectuar estudios dinámicos, transitorios y especiales: autoexcitación y sobretensiones resonantes, éstos últimos se realizan si se dicta el riesgo de que puedan ocurrir tales fenómenos [16].

### **2.2.3 CONDENSADORES SÍNCRONOS**

Los condensadores síncronos tienen la capacidad de aportar o absorber potencia reactiva con la finalidad de mejorar la estabilidad y controlar los voltajes en los límites deseados ante condiciones cambiantes y situaciones de contingencia. Por razones económicas se suelen instalar en niveles de voltaje de transmisión ya que son más caros que utilizar capacitores y reactores en niveles de tensión de subtransmisión. Su empleo se justifica para:

- Soporte de voltaje para mejorar y diferir circuitos adicionales.
- Control de voltaje en redes de transmisión en condiciones de emergencia.
- Generación de los reactivos necesarios en las estaciones convertidoras CA/CD..

Funcionalmente, un condensador síncrono es igual que una máquina síncrona que se lleva a velocidad nominal y se sincroniza al sistema de potencia. Una vez que la unidad está sincronizada, el campo se controla ya sea para generar o absorber potencia reactiva, según se requiera por el sistema eléctrico. El condensador síncrono pertenece al tipo de compensadores en derivación activos [16].



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Su control de excitación cuenta con un regulador automático de voltaje que actúa ante la ocurrencia de un disturbio contrarrestando ese voltaje anormal que se presenta. El voltaje controlado puede ser el terminal del condensador o algún nodo remoto.

Una ventaja importante de estos equipos es que soportan sobrecargas del 50% durante tiempos aproximados de un minuto. Esto es suficiente para que el sistema se restablezca con acciones automáticas de control.

#### **2.2.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (CEV)**

Físicamente están compuestos de reactores y/o capacitores conectados en diferentes arreglos, con el uso de electrónica de potencia y estrategias de control adecuadas se logra una respuesta sumamente rápida (1 ciclo) para conectar elementos en derivación [16], lo que le permite compensar de forma rápida siendo muy útil ante contingencias que requieren un soporte adicional de reactivos para mantener el voltaje en la zona.

Los CEV's mejoran diversos aspectos en la operación sin embargo sus funciones principales son las siguientes:

- Mejorar la cargabilidad o congestión.
- Mejorar la estabilidad transitoria.
- Mejorar la estabilidad dinámica.
- Versatilidad para absorber o aportar reactivos según lo requiera el sistema

Los CEV's son de los elementos de compensación más caros, por lo que es necesario un completo análisis para su instalación en donde se deben considerar aspectos de dimensionamiento, tipo, localización y aplicación principal del CEV. Los análisis deben incluir:

- Estudios de fallas.
- Estudios de flujos de potencia.
- Estudios de estabilidad transitoria y dinámica.
- Estudios de transitorios y armónicas.



### **2.2.5 TRANSFORMADORES CON CAMBIADORES DE TAP BAJO CARGA**

Los transformadores con cambiadores de tap bajo carga tienen la capacidad de permitir diferentes puntos de conexiones en los devanados para escoger el número de vueltas del devanado de un transformador con lo cual se controla el flujo de potencia reactiva y por consecuencia ende el voltaje sin afectar el flujo de potencia activa.

Generalmente los cambiadores de tap bajo carga se colocan en el lado de alta tensión del transformador debido a que las corrientes son menores que las que se manejan en el lado de baja tensión del transformador. Cabe mencionar que los cambios de tap pueden realizarse a través de las decisiones del operador de red o de forma automática.

### **2.2.6 GENERADOR SÍNCRONO**

La función principal de estos elementos es la generación de potencia activa sin embargo también tienen la capacidad de aportar y absorber potencia reactiva según su curva de capacidad o capacidad la cual depende de los límites de la corriente de campo, la corriente de armadura, los límites térmicos de la máquina, estabilidad estática de la máquina, excitación mínima permisible y la potencia máxima entregada por la máquina.

A pesar de estas limitaciones, estos elementos son una fuente de potencia reactiva muy efectiva y sobretodo responde rápidamente a las demandas del sistema. El envío de reactivos de generadores remotos usualmente se evita en condiciones normales; sin embargo, son fuentes de reactivos muy importantes que también deben considerarse como reservas, especialmente en contingencias que impliquen pérdida de generación o de secciones importantes de líneas de transmisión [16].

Con la liberación del sector eléctrico ha surgido gran controversia para asignar precios por el servicio de control de voltaje y reserva de potencia reactiva debido a que estos servicios limitan la generación de potencia activa.



### **2.2.7 CAPACITORES SERIE Y POTENCIA NATURAL (SIL) DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN (LT)**

Los capacitores serie son conectados en serie con las Líneas de Transmisión (LT) y se utilizan para incrementar la capacidad de transmisión de la LT ya que estos elementos reducen la reactancia inductiva de la LT y a su vez reduce las pérdidas de potencia reactiva efectiva, sin embargo, los capacitores serie contribuyen a mejorar el control de voltaje y el balance de potencia.

La cargabilidad o congestión de una LT se valora a partir de la relación del flujo de potencia activa contra potencia reactiva (P-Q) a través de la LT. La curva característica P-Q de una LT comenzando con un flujo de P igual a cero la misma LT aporta potencia reactiva e indica que ante el incremento del flujo de potencia activa, aumenta el consumo de potencia reactiva por la misma LT, lo que se presenta como pérdida de potencia en la reactancia inductiva en serie de la LT. El valor del flujo de P en la LT para el cual los efectos inductivos y capacitivos se anulan se llama SIL (*Surge Impedance Loading*) o potencia natural de la línea de transmisión y depende tanto de la inductancia serie y la capacitancia en derivación como del nivel de tensión de la LT, por lo que entre mayor sea el nivel de tensión mayor es el SIL de la LT. Operativamente se suele utilizar este efecto para el control de voltaje en demanda mínima ya que al tener bajos flujos de potencia activa y por consecuencia altos voltajes se abren líneas para bajar voltaje a consideración de operador de sistema.

## **2.3 CONTROL DE VOLTAJE Y RESERVA DE POTENCIA REACTIVA**

En la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia los recursos que se tienen para el control de voltaje son los siguientes:

- Conexión y desconexión de reactores en derivación
- Conexión y desconexión de capacitores en redes de distribución
- Movimiento de cambiadores de tap bajo carga
- Ajuste de parámetros de CEV's
- Ajuste de potencia reactiva en generación
- Operación de generadores como condensadores síncronos
- Conexión y desconexión de líneas de transmisión



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

- Cortes de carga
- Reducción de la calidad de servicio (voltaje, frecuencia)

Las primeras cinco acciones se realizan en condiciones normales de operación mientras que las tres últimas son acciones en condiciones de emergencia para evitar un colapso de voltaje o problemas de sobrevoltajes [16].

Cabe mencionar que se debe tener una adecuada coordinación de los recursos para el control de voltaje por lo que el orden de la lista anterior es como se suelen administrar los recursos, es decir, primero se manipulan los elementos de compensación pasivos, siguiendo con los elementos dinámicos y por último las acciones de emergencia.

La implementación de procedimientos operativos para la utilización coordinada de los recursos de reactivos, aún sin ser un riguroso Despacho de Potencia Reactiva (DPR), presenta muchos beneficios [16]. A continuación, se describen los más importantes:

- a) Mejoramiento de la Seguridad Operativa. La seguridad se mejora a través de la mejor utilización de recursos de reactivos y obtener obteniendo mayores márgenes de reserva de potencia reactiva para soportar contingencias. Como ejemplo se considera la conexión/desconexión de elementos pasivos y dejar la reserva de potencia reactiva en los generadores debido a que en estos elementos es más rápida su actuación.
- b) Mejoramiento del Perfil de Voltaje. El perfil de voltaje se controla a su valor nominal en la medida de lo posible a lo largo de red según los recursos en cada zona. Mantener un buen perfil de voltaje representa una medida del balance entre la potencia reactiva generada y absorbida en el sistema, sin embargo, por si mismo no proporciona información de la reserva de potencia reactiva disponible para soportar disturbios.
- c) Mejoramiento de la Cargabilidad. Al ubicar la reserva de potencia reactiva en fuentes con características dinámicas, se tiene soporte de reactivos para aumentar la carga de potencia activa en la red de transmisión. Asimismo, la reserva de potencia reactiva lograda con un despacho de reactivos permite soportar contingencias [16].



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

- d) Ahorros Económicos. Se reducen las pérdidas de energía al disminuir la circulación de potencia reactiva obteniendo ahorros económicos considerables que en muchos casos pueden justificar y pagar la inversión en compensación.
- e) Mejora la Actuación del Operador de Sistema. Al disponer de lineamientos operativos para el uso coordinado de los recursos de potencia reactiva, las acciones de los operadores son más uniformes y eficientes. Los lineamientos operativos servirán como guía al operador para supervisar flujos de potencia reactiva, reservas de potencia reactiva y voltajes clave en la red. Mediante esta información el operador puede detectar situaciones vulnerables del sistema y tomar medidas correctivas para prevenir efectos ante contingencias [16].

## CAPÍTULO 3

# MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN

Se puede definir la optimización como aquella ciencia encargada de determinar las mejores soluciones a problemas matemáticos que a menudo modelan una realidad física.

Existen dos grupos de métodos de optimización: los métodos tradicionales o de búsqueda local y las así denominadas técnicas de optimización global [17].

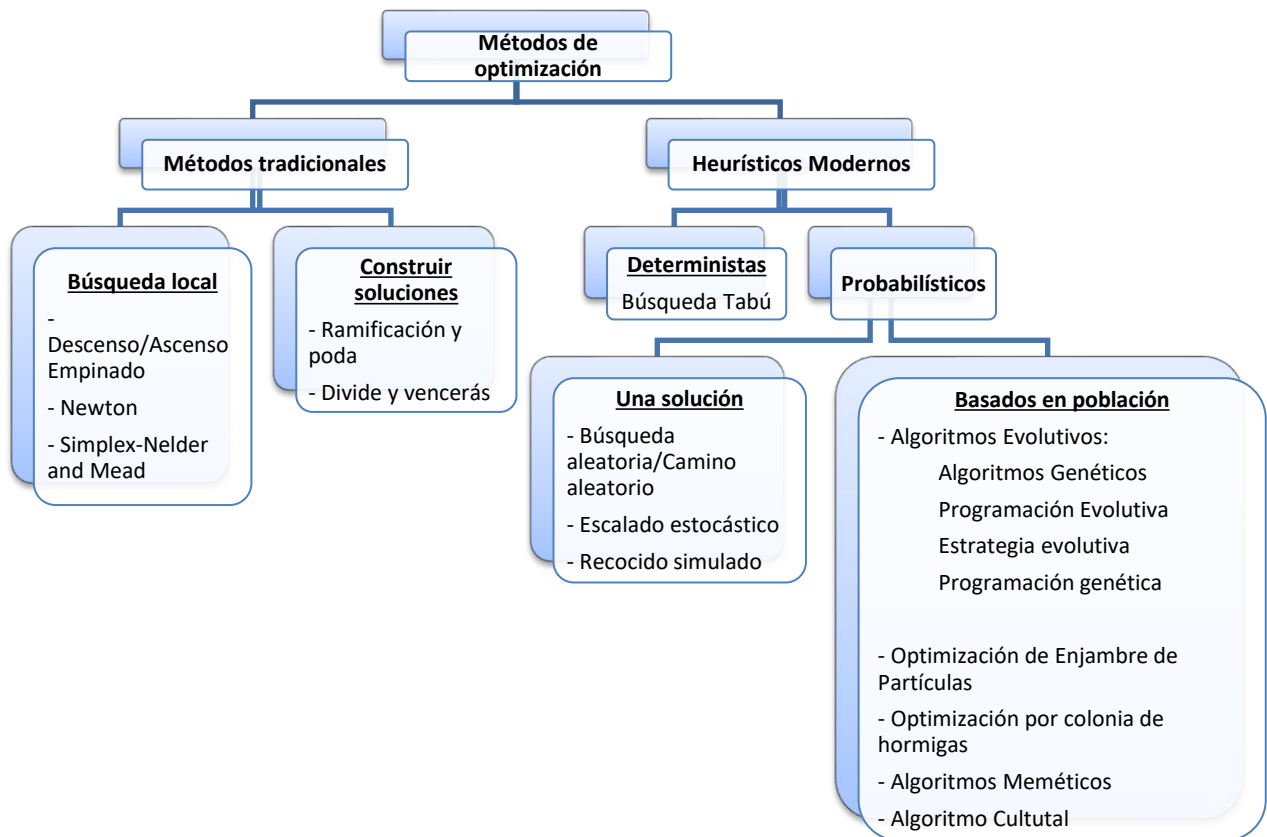


Figura 3.1 Clasificación de los métodos de optimización más relevantes.

Los métodos tradicionales de optimización solo pueden obtener valores óptimos locales. Además los resultados de los métodos tradicionales de optimización suelen tener grandes conexiones con la estimación inicial [18], es decir, no exploran todo el espacio de búsqueda.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Los métodos heurísticos modernos o métodos de optimización global poseen una gran independencia sobre el espacio de búsqueda y, a diferencia de las técnicas de búsqueda local, son capaces de cruzar el espacio de búsqueda con varios mínimos o máximos locales y encontrar una solución global aceptable.

Los métodos de optimización global solo pueden garantizar resultados óptimos globales aceptables, es decir, que no se logra la respuesta óptima, pero si se logra obtener un resultado muy cercano y aceptable según las necesidades del problema mejorando el tiempo y esfuerzo computacional. Si el beneficio que se obtiene es mínimo al ocupar mucho tiempo y esfuerzo computacional para obtener la respuesta óptima resulta más provechoso ocupar un método de optimización global.

Por lo tanto, si el resultado que se obtiene con un método de optimización global está muy cerca de la solución óptima global, puede considerarse como una solución aceptable. Por esta razón en esta tesis se utilizó un método de optimización global para tratar el problema de despacho de potencia reactiva en un entorno de mercado eléctrico liberado.

En un programa de optimización existen tres elementos sustanciales [19]:

- 1) Espacio de búsqueda: es el conjunto de soluciones posibles.
- 2) Estrategia de búsqueda: es el algoritmo que resuelve el problema en términos generales.
- 3) Criterio de discriminación: con el cual se seleccionan las mejores soluciones de entre todas las soluciones posibles.

La programación de los métodos de optimización globales deben ser lo más simple y tener las restricciones suficientes debido a que en la mayoría de las veces no hay forma de determinar cuando el método ya ha llegado al valor óptimo global y este continua realizando iteraciones hasta terminar su proceso.

La optimización aplicada a los problemas en sistemas eléctricos de potencia resultan ser muy complejos debido a su no linealidad y a las dificultades para llegar a una modelación matemática exacta, por esta razón muchos autores han visto en los algoritmos evolutivos basados en la búsqueda global estocástica un medio para obtener soluciones aceptables cumpliendo con las restricciones de la función objetivo.



### **3.1 MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN GLOBAL**

Como puede observarse en la figura 3.1 existen distintos métodos de optimización global. A continuación, se presenta una breve descripción de los más representativos:

#### **3.1.1 BÚSQUEDA TABÚ**

El término de búsqueda tabú fue introducido por Fred Glover en 1986, el cual lo define como una metaheurística que guía un procedimiento heurístico de búsqueda local en la búsqueda de optimización global, es decir, es un intento de proporcionar inteligencia a los algoritmos de búsqueda local con el fin de explorar el espacio de soluciones más allá del óptimo local. Su filosofía se basa en derivar y explotar una colección de estrategias inteligentes para la resolución de problemas, basadas en procedimientos implícitos y explícitos de aprendizaje [19].

En el método de búsqueda tabú, el procedimiento de resolución del problema se considera inteligente siempre y cuando contenga dos elementos: memoria adaptativa y exploración responsiva.

La memoria adaptativa tiene como objetivo tener en cuenta la historia del proceso de resolución del problema para crear estructuras de exploración del espacio de soluciones de forma eficaz y eficiente. Mientras que contar con una exploración responsiva significa avanzar en la búsqueda según una estrategia definida ya que para este método es más efectivo obtener información incluso de una mala decisión que la información obtenida de una buena decisión realizada al azar, ya que una elección estratégica mala puede proporcionar pistas útiles sobre como guiar la búsqueda hacia zonas más prometedoras al mismo tiempo que escapa de mínimos locales

El inconveniente de este método es cuando en el camino se encuentra una solución de excelente calidad, el método continúa su iteración y puede escapar de esa solución visitando otras de menor calidad. Para evitar lo anterior es necesario definir criterios de aspiración para admitir soluciones que son mejores que la mejor solución conocida al momento.



### 3.1.2 RECOCIDO SIMULADO O SIMULATED ANNELING (SA)

El método Simulated Annealing (Templado Simulado) es un método de optimización inspirado en el proceso de templado de metales usado desde alrededor de los 5000 años antes de Cristo y aparece por primera vez como algoritmo a principio de los 80 (Kirkpatrick, 1983). El proceso de templado de metales consiste de tres fases:

- 1) Fase de calentamiento a una temperatura determinada
- 2) Fase donde se sostiene una alta temperatura lo cual permite a las moléculas acomodarse en estados de mínima energía
- 3) Fase de enfriamiento controlado para aumentar el tamaño de los cristales y reducir sus defectos

La analogía con el método de Simulated Annealing es la siguiente:

- 1) Las soluciones corresponden a estados del sistema físico.
- 2) EL costo de la solución corresponde a la energía del estado.
- 3) Se introduce un parámetro de control que corresponde a la temperatura ( $T$ ).

Los algoritmos SA son iterativos y parten de una solución inicial  $x_0$  y se continúa eligiendo aleatoriamente una solución vecina  $v$ . Si el costo de la solución vecina mejora el costo de la solución actual ( $c(v) < c(x)$ ), se adopta la nueva solución vecina como solución actual. En caso contrario, todavía es posible aceptar la nueva solución vecina (aunque el costo haya empeorado), esto se determina mediante la siguiente función:

$$P = e^{-\frac{c(v)-c(x)}{T}} \quad (3.1)$$

donde  $T$  es una variable global del sistema llamada *temperatura del sistema*, cumpliendo los siguientes criterios:

- Cuando la temperatura tiene un valor alto, la probabilidad  $P$  de aceptar una solución que empeore la actual es alta. Por ejemplo, si  $T$  es 100 veces la cantidad  $c(v) - c(x)$  en que se empeora el costo, entonces la probabilidad es  $P \approx 0.99$ . Este criterio permite escapar de óptimos locales para poder llegar a los óptimos globales.
- Cuando la temperatura es un valor bajo, la probabilidad de aceptar una solución que empeore la solución actual es muy pequeña. Por ejemplo, si  $T$  es 10 veces



inferior a  $c(v) - c(x)$ , entonces la probabilidad de aceptar la solución es  $P \approx 0.000045$ .

Como ventajas de este método se pueden mencionar:

- Implementación sencilla de este método y adaptable a la mayoría de los problemas de optimización con una estructura combinatoria.
- Capacidad de ofrecer soluciones razonablemente buenas a la mayoría de los problemas, aunque hay una cierta dependencia de la planificación del enfriamiento y los movimientos que se realicen
- Se puede combinar con otros métodos heurísticos formando sistemas híbridos para la solución de problemas muy complejos.

Como limitaciones de este método se pueden mencionar las siguientes:

- Una ejecución del problema puede requerir mucho tiempo de cálculo.
- Depende de la selección correcta de parámetros ya que las soluciones que se van encontrando pueden ser poco estables, saltando mucho de unas a otras sin encontrar una solución buena con la rapidez suficiente lo que obliga a modificar los parámetros con las distintas ejecuciones.

### **3.1.3 OPTIMIZACIÓN POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS O PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (PSO)**

El método de Particle Swarm Optimization es una técnica de optimización global heurística perteneciente al grupo de los algoritmos evolutivos y fue desarrollado por J. Kennedy y R. Eberhart en 1995. Esta técnica suele utilizarse en problemas de optimización que no pueden ser resueltos por métodos convencionales debido a la complejidad del problema o debido a restricciones de tiempo.

Esta técnica permite resolver problemas de optimización mediante el uso de partículas las cuales emulan el comportamiento social de grupos de animales como son bancos de peces, bandadas de aves o enjambres de abejas, los cuales actúan como si fueran un solo individuo en su proceso de búsqueda con el objetivo de solucionar problemas de optimización continuos y no lineales [18]. En estos grupos de animales establecen relaciones entre los individuos como creencias, costumbres y jerarquías, es



decir la posición de cada individuo o partícula representan los pensamientos y actitudes de cada individuo los cuales se van ajustando al ir evaluando los estímulos de entorno y comparándolos con los conocimientos que actualmente poseen. Dependiendo de las características de la población suele aparecer un líder del grupo que se caracteriza por tener mejores características que los demás para llegar al objetivo, en este caso el líder es el que suele tener el mayor éxito en la búsqueda o la mejor solución al problema. Sin embargo el líder del grupo podría ser sustituido en el camino por otro individuo con mejores características que las del existente. Cuando se inicia la búsqueda de comida en estos grupos, el líder guía al grupo hacia una zona prometedora, sin embargo, durante la búsqueda algún individuo del grupo puede tener mayor éxito con lo que la dirección del grupo puede cambiar en búsqueda de un mejor éxito en la misión.

La base del PSO son la evaluación, comparación e imitación los cuales son conceptos utilizados para adaptarse a cambios de su entorno y solucionar problemas complejos de minimización o maximización.

### 3.1.3.1 ALGORITMO PSO

En un sistema PSO la exploración del espacio de soluciones se realiza a través de una población de individuos ubicados de forma aleatoria y son llamados partículas las cuales cada una de ellas representan una solución al problema de optimización y su ubicación en el espacio de soluciones se determina mediante su posición la cual representa el valor que toman las variables de decisión del problema.

Cada partícula se traslada a una nueva posición de acuerdo a su velocidad la cual es influenciada por la mejor posición encontrada por esta partícula hasta el momento ( $P_{best}$ ) y por la mejor posición de todas las partículas del grupo, es decir, la información de líder del grupo ( $g_{best}$ ). El operador  $P_{best}$  representa el desempeño de cada partícula, es decir, que tan cerca ha estado de la mejor posición global y se mide utilizando lo que se conoce como función objetivo de la cual depende el éxito y desempeño del algoritmo ya que se construye según a lo que se busque en el problema a resolver. Por último el operador  $g_{best}$  representa el comportamiento del grupo y almacena la mejor posición global (posición del líder) actual en el grupo.



Cabe señalar que la posición inicial del grupo de partículas se establece de forma aleatoria, sin embargo, en sistemas de grandes dimensiones y alta complejidad matemática se suele utilizar métodos constructivos para determinar una región más atractiva para iniciar la búsqueda con el objetivo de disminuir el tiempo y esfuerzo computacional.

Cada partícula es representada por su posición y velocidad en cada instante de tiempo o iteración, la partícula  $i$  es entonces representada por:

$$(x_{i(t)}, v_{i(t)}) \quad (3.2)$$

La partícula  $i$  pertenece a un conjunto de partículas o población de tamaño  $p$ , donde  $i = 1, 2, 3, \dots, p$ . Las posiciones de cada partícula representan soluciones potenciales al problema de optimización. Para un sistema cuyas soluciones son de dimensión  $n$ , cada partícula es tratada como un vector de la misma dimensión y la posición de la partícula  $i$  es representada por [20]:

$$x(i) = (x_{(i,1)}, x_{(i,2)}, \dots, x_{(i,n)}) \quad (3.3)$$

Luego, la partícula  $i$  se desplaza a una nueva posición con una velocidad:

$$v(i) = (v_{(i,1)}, v_{(i,2)}, \dots, v_{(i,n)}) \quad (3.4)$$

La mejor posición de la partícula  $i$  es determinada de acuerdo al valor de su función objetivo, y se representa como sigue:

$$p_{best,i} = (p_{best,i1}, p_{best,i2}, \dots, p_{best,in}) \quad (3.5)$$

Además, la mejor posición encontrada por todas las partículas del grupo (mejor posición global) es representada por:

$$g_{best} = (g_{best,1}, g_{best,2}, \dots, g_{best,n}) \quad (3.6)$$

En cada iteración, la posición  $x_{ik}$  y la velocidad  $v_{ik}$  correspondiente a una dimensión  $k$  de la partícula  $i$ , puede ser actualizada usando las siguientes expresiones:

$$x_{ik(t+1)} = x_{ik(t)} + v_{ik(t+1)} \quad (3.7)$$

$$v_{ik(t+1)} = \omega \cdot v_{ik} + c_1 \cdot rand_{1,ik} \cdot (p_{best,ik} - x_{ik(t)}) + c_2 \cdot rand_{2,ik} \cdot (g_{best,k} - x_{ik(t)}) \quad (3.8)$$



donde:

$k = 1, 2, \dots, n$  : Índices de las partículas.

$w$  : Peso inercial.

$rand_1, rand_2$  : Números aleatorios dentro del rango  $[0 \ 1]$ .

$c_1, c_2$  : Factores de aprendizaje.

$t$  : Número de iteración.

Cabe mencionar que la ecuación (3.8) se compone de tres términos, de los cuales el primero corresponde a la velocidad anterior de la partícula diversificando las áreas de exploración en el proceso de búsqueda. El segundo y tercer término son utilizados para cambiar la velocidad de las partículas ya que sin estos dos términos las partículas pueden quedar volando en la misma dirección hasta llegar al final de la búsqueda

El peso inercial es calculado por:

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{T} t \quad (3.9)$$

donde:

$w_{max}, w_{min}$  : Pesos máximo y mínimo, respectivamente.

$T$  : Número total de iteraciones.

Cabe mencionar que los parámetros  $w_{max}$  y  $w_{min}$  son términos heurísticos que logran un buen balance entre la exploración local y global, escogidos en el intervalo de 0.4 a 0.9.

La siguiente figura muestra de forma gráfica el comportamiento del concepto de posición y velocidad de una partícula (solución) en el espacio de búsqueda en el proceso de PSO.  $x_i$ , representa la posición actual de una partícula y  $x_{i(t+1)}$  representa la nueva posición en el proceso de búsqueda, de la misma manera  $v_i$  representa la velocidad inicial y  $v_{i(t+1)}$  la velocidad modificada.  $v_{p,best,i}$  y  $v_{g,best}$  representan las velocidades asociadas a la mejor posición actual y la mejor posición global, respectivamente.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

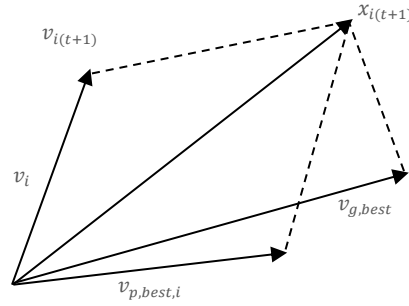


Figura 3.2. Representación de la actualización de la posición y velocidad de una partícula  $i$  en el proceso de PSO.

Básicamente un algoritmo de PSO contiene los siguientes pasos [20]:

- **Paso 1:** Definición de parámetros. Se define el peso inercial máximo y mínimo ( $w_{max}, w_{min}$ ), factores de aprendizaje ( $c_1, c_2$ ), número total de iteraciones ( $T$ ), tamaño de la población ( $p$ ) y dimensión de la partícula ( $n$ ).
- **Paso 2:** Inicializar la población. En este paso se asignan valores a la posición y velocidad de todas las partículas de la población, estos valores deben encontrarse dentro del espacio de búsqueda y asignarse de forma aleatoria. La posición actual se considera como  $P_{best}$  de cada partícula. A su vez el mejor valor de  $P_{best}$  se considera como  $g_{best}$ .
- **Paso 3.** Evaluación de la posición de cada partícula. Se calcula el valor de la función objetivo para cada partícula, si el valor es mejor que el  $P_{best}$  actual de la partícula, el valor de  $P_{best}$  es actualizado. Si el mejor valor de los  $P_{best}$  actuales es mejor que el  $g_{best}$  actual, el valor de  $g_{best}$  se actualiza.
- **Paso 4.** Actualización de la posición de cada partícula. Se actualiza la posición, velocidad y el peso inercial de cada partícula, de acuerdo a las ecuaciones: (3.7), (3.8) y (3.9) respectivamente.
- **Paso 5.** Finalizar el algoritmo si se cumple el máximo de iteraciones, de otro modo ir al segundo paso.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

A continuación, se presenta el diagrama de flujo general del método PSO.

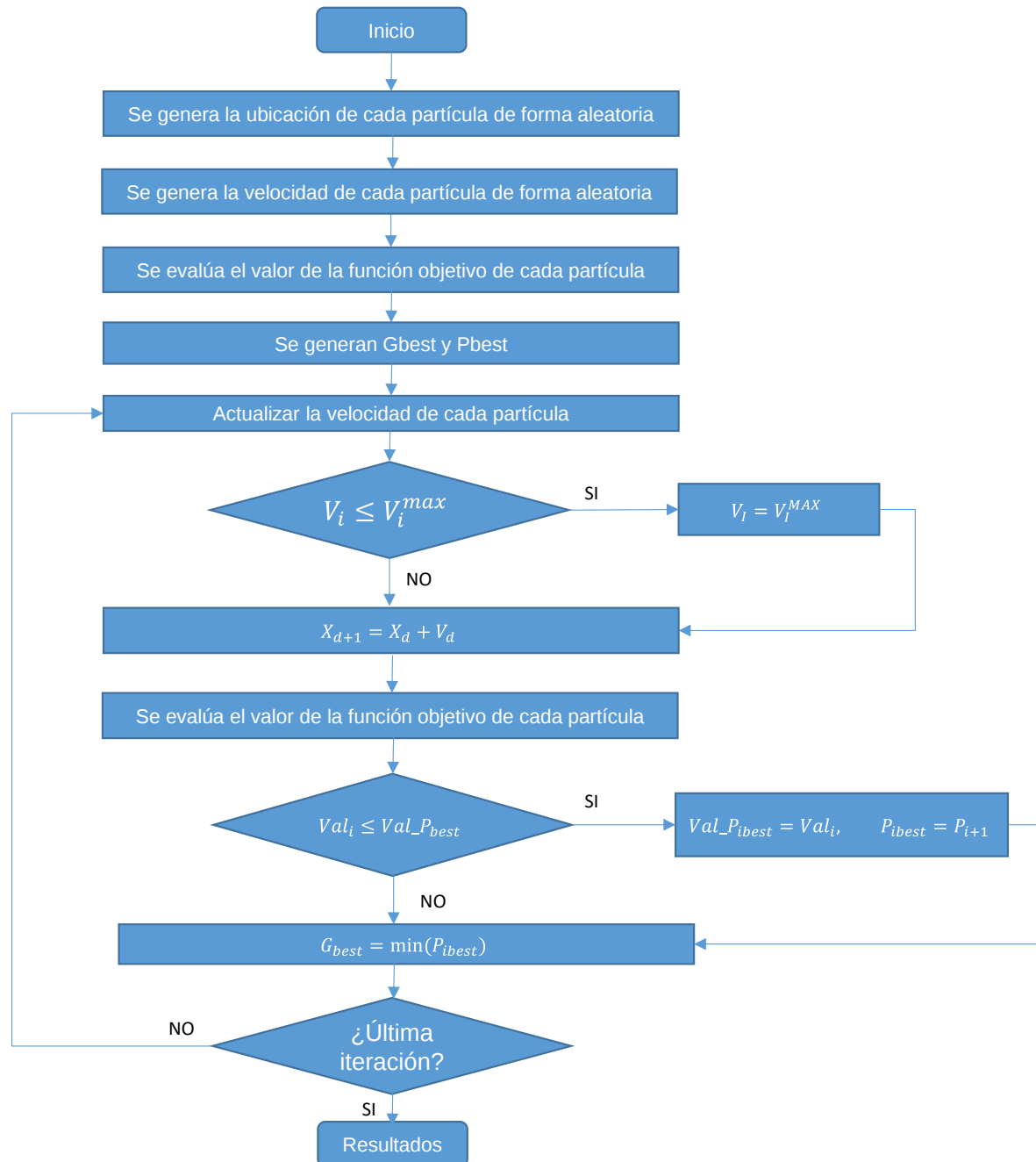


Figura 3.3. Diagrama de flujo general del método PSO.



### 3.1.3.2 FACTOR DE RESTRICCIÓN

El método de PSO con el objetivo de eliminar una tendencia que favorezca ya sea las búsquedas globales o locales se hace uso de un factor llamado “factor de constricción” y está definida como:

$$k = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}} \quad (3.10)$$

Donde:

$$\varphi = c_1 + c_2 \quad (3.11)$$

Por lo tanto, la ecuación velocidad incluyendo este término queda de la siguiente forma:

$$v_{ik(t+1)} = k * (\omega \cdot v_{ik} + c_1 \cdot rand_{1,ik} \cdot (p_{best,ik} - x_{ik(t)}) + c_2 \cdot rand_{2,ik} \cdot (g_{best,k} - x_{ik(t)})) \quad (3.11)$$

Mediante el ajuste de los valores de aprendizaje ( $c_1$  y  $c_2$ ) es posible favorecer la mejor posición individual o la mejor posición global, sin embargo por practicidad se suele darles el mismo valor a ambos. En [21] se encontró que teniendo un  $\varphi < 4$ , el enjambre tiene una trayectoria en forma de espiral que avanza lentamente hacia alrededor de la mejor solución sin tener garantía de su convergencia y con un  $\varphi > 4$  se asegura una convergencia rápida. Tomando  $\varphi = 4.1$  (constante) para asegurar la convergencia y con  $c_1 = c_2 = 2.05$  se tiene que  $k \approx 0.72984$ . Estas consideraciones resultan en el comportamiento del enjambre que eventualmente se limita a un área pequeña del espacio de búsqueda factible que contiene la mejor solución conocida.

### 3.1.3.3 RESTRICCIONES DE OPTIMIZACIÓN

El PSO como parte de los algoritmos evolutivos tiene la gran ventaja de manejar espacios con parámetros complejos definidos por un conjunto de restricciones de igualdad y desigualdad. La evaluación y evolución de las partículas dependen en gran medida de su valor de aptitud ya que en esta medida se incluye la información de los valores de la función objetivo y el incumplimiento de las restricciones. La función de aptitud se modela de tal forma que las partículas puedan observar todo el espacio factible y volverlas soluciones de calidad [22].



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Los problemas generales de optimización con restricciones pueden ser planteados así:

$$\text{minimizar } f(x), \quad x = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in R^n \quad (3.12)$$

donde:

$f(x)$ : Función objetivo sujeta a las siguientes restricciones:

De desigualdad:

$$g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (3.13)$$

De igualdad:

$$h_j(x) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, J \quad (3.14)$$

Las restricciones de igualdad son llamadas restricciones activas al igual que las restricciones de desigualdad que cumplen la condición  $g_i(x) = 0$ . Si una partícula satisface todas las restricciones  $I + J$  es llamada partícula factible pero si no cumple por lo menos una restricción será llamada partícula no factible. El espacio de búsqueda está limitado por  $x_1$  y  $x_n$  en cada variable [22].

$$x_{1,k} \leq x_k \leq x_{u,k} \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (3.15)$$

La intersección de restricciones con el espacio de búsqueda  $S$ , definen el espacio factible  $F$ . en general, las restricciones de igualdad son transformadas a restricciones de desigualdad usando el valor de tolerancia  $\xi$ , así [22]:

$$|h_j(x)| - \xi \leq 0 \quad (3.16)$$

Para aquellas partículas que resultaron ser no factibles se han desarrollado técnicas de manejo de restricciones, las cuales se describen a continuación:

- **Estrategia de Rechazo:** las partículas no factibles se excluyen durante el proceso de búsqueda. Si en la población inicial existen partículas no factibles son reemplazadas por otras partículas factibles creadas aleatoriamente.
- **Estrategia de Reparación:** Se transforma una partícula no factible en una partícula factible mediante la aplicación de un conjunto de reglas dependientes del problema a resolver.



- **Estrategia de Operador:** Especial: mediante el uso de operadores especiales es posible asegurar que las partículas siempre se mantengan dentro del espacio factible de búsqueda.
- **Estrategia de Penalización:** las partículas acumulan una penalidad en su valor de aptitud por cada violación a las restricciones.

### 3.1.3.4 FUNCIONES DE PENALIZACIÓN.

En PSO se utilizan funciones de penalización para manejar las restricciones del problema a resolver. Para convertir un problema con restricciones a uno sin restricciones se añaden funciones de penalización a la función objetivo como se muestra a continuación:

$$F(k, x) = f(x) + p(k, x) \quad (3.17)$$

donde:

$$p(k, x) = 0, \quad \text{si } x \text{ es factible}$$

$$= \begin{cases} k_i \cdot |g_i(x)|^2, & i = 1, 2, \dots, I \\ k_j \cdot (|h_j(x)| - \xi)^2, & j = 1, 2, \dots, J \end{cases} \quad (3.18)$$

donde:

$F(k, x)$ : Función de aptitud.

$f(x)$ : Función objetivo.

$p(k, x)$ : Función de penalización.

Aquellas partículas que resultan ser no factibles se almacenan en la función de penalización por cada violación de restricciones. Las funciones de penalización analizan el nivel de penalización considerando los siguientes aspectos de restricción:

1. La distancia del límite factible
2. Nivel de dificultad (fácil o difícil)

Las partículas que suman penalizaciones muy severas se consideran como soluciones pobres o de baja calidad evitando que el enjambre disminuya su nivel de exploración de esa región mientras que aquellas partículas con penalizaciones menos severas incitan a que el enjambre explore esa zona. Un problema con un gran número



de restricciones podría exceder la limitación del espacio de búsqueda factible y no permitir que las partículas se acerquen a una solución óptima que se encuentre fuera del espacio de búsqueda factible por lo que es necesario seleccionar aquellas restricciones indispensables. La función de penalización debe considerar estas características y asignar magnitudes apropiadas a los términos de penalización.

Para obtener buen resultado con la aplicación de las funciones de penalización depende directamente de la selección de los coeficientes  $k$  de penalización. La definición de los parámetros  $k$  clasifica las técnicas de penalización en varias categorías; la forma más general es la que contiene las técnicas de penalización fija, dinámica y adaptativa.

### 3.1.3.4.1 PENALIZACIÓN FIJA

Este tipo de penalización es la más sencilla de implementar. Para este caso, las penalizaciones toman mayor ponderación con el aumento de las violaciones de las restricciones. La función de aptitud está dada por la función objetivo más las penalizaciones de todas las restricciones violadas [22].

La función de penalización fija se maneja mediante la siguiente ecuación:

$$F(k, x) = f(x) + \sum_{m=1}^{I+J} k_m \cdot d_m^2 \quad (3.19)$$

donde:

$$d_m = \begin{cases} 0, & \text{si } x \text{ es factible} \\ |g_m(x)|, & m = 1, \dots, I \\ |h_m(x)|, & m = I + 1, \dots, I + J \end{cases} \quad (3.20)$$

donde:

$d$ : Medida del nivel de violación.

$k$ : Vector de coeficientes de penalización.

La selección de los coeficientes  $k$  se basa en el nivel de violación. Esto define varias penalizaciones para cada restricción en base a la intensidad de las violaciones. Todo el rango de violaciones por cada restricción se divide en intervalos. Cada intervalo tiene un coeficiente único de penalización [22].



### 3.1.3.4.2 PENALIZACIÓN DINÁMICA

La función de penalización dinámica modela la distancia de la violación con la dinámica del proceso de búsqueda. Las penalizaciones se adaptan con el nivel de violación y también con el progreso del algoritmo implementado [22]. En las primeras iteraciones de la búsqueda, las partículas no factibles son penalizadas con poca rigidez sin embargo entre más avanza la búsqueda, las penalizaciones son cada vez más severas para las partículas no factibles con lo que se asegura que quienes conduce al enjambre son las partículas factibles para asegurar un óptimo global.

La función de penalización dinámica se describe a continuación:

$$F(\rho, x) = f(x) + \rho_k^\alpha \cdot \sum_{m=1}^{I+J} d_m^\beta(x) \quad (3.21)$$

donde:

$$d_m = \begin{cases} 0, & \text{si } x \text{ es factible} \\ |g_m(x)|, & 1 \leq m \leq I \\ |h_m(x)|, & I + 1 \leq m \leq I + J \end{cases} \quad (3.22)$$

$$\rho_k = C \cdot iter$$

donde:

*iter*: Número de la iteración actual.

$\alpha, \beta$ : Variables que controlan la ponderación de los valores de penalización.

*C*: Constante.

$\rho_k$ : Regula las penalizaciones en base al progreso del proceso de búsqueda.

$d_m$ : Distancia métrica.

A pesar de que la penalización dinámica es más eficiente que la penalización estática, la calidad de las soluciones es muy sensible a cambios en el valor de los parámetros [22].



## CAPÍTULO 4

# METODOLOGÍA Y CASO DE ESTUDIO

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Con base en lo expuesto en los capítulos anteriores, en este capítulo se utilizó una red de prueba de 30 nodos de la IEEE a la cual se le aplicó el método de optimización PSO analizando su efecto y eficiencia. La base de datos de la red de prueba se puede consultar en el Apéndice A.

Además en este capítulo se presenta el método de PSO aplicado a la red de 400 kV en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Oriental (GCRO, antes de la reforma energética del 2013 era llamada ACOR) en un escenario de Demanda Máxima presentada en el mes de Abril del 2014 [23].

Las simulaciones de flujos de potencia para el análisis de la red del GCRO se realiza con el simulador Power System Simulator (PSSE®) y la optimización del sistema con el método de PSO se realiza con programa Matrix Laboratory (MATLAB). El programa de optimización en MATLAB puede consultarse en el Apéndice B. Es importante mencionar que el alcance de esta tesis es analizar solo la red de 400 kV del GCRO por lo que los transformadores se modelaron como carga o inyección de potencia activa según sea el caso y se denominó como nodo slack a la S.E. TTE por lo que la generación ETS, FET y EAT se modelaron como generación en la S.E. TTE .

### 4.2 METODOLOGÍA

La investigación realizada en esta tesis fue basada en la información disponible como base de datos de la red de 400 kV de la GCRO en el 2014 hasta antes de que CENACE dejara de compartir información con CFE debido a la reforma energética del 2013, la cual era utilizada para realizar los estudios de flujos de potencia en estado estable de forma diaria.



#### 4.2.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación es de tipo experimental por que se tiene control sobre las variables independientes de suministro de potencia reactiva en cada fuente de potencia reactiva para una administración eficiente con el objetivo de mantener los voltajes en cada nodo dentro de límites establecidos.

#### 4.2.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El alcance para esta tesis se define por ser:

Descriptivo. - Se realizaron simulaciones de flujos de potencia para distintas aportaciones de potencia reactiva en cada generador.

Evaluativo. - Se evalúa la red de prueba de 30 nodos de la IEEE y la red de 400 kV del GCRO para la reducción de pérdidas de Potencia Activa con la optimización de PSO.

Explicativo. - La administración de potencia reactiva obtenida después de la optimización de PSO se utiliza para explicar el pago por generación de potencia reactiva a los entes que participan en la administración de este servicio.

Experimental. - en primera instancia se analiza una red de prueba de 30 nodos de la IEEE con la optimización PSO obteniendo una eficiencia por la reducción de pérdidas de potencia activa posteriormente se evalúa una red de dimensiones reales como es la red de 400 kV de la GCRO con lo cual se demostrará la hipótesis planteada.

Debido a la gran cantidad de elementos y parámetros en una red eléctrica de 30 nodos, así como el gran número de simulaciones de flujos de potencia requeridas por el método de optimización PSO fue necesario utilizar el programa MATLAB para facilitar el análisis de las redes de transmisión. En MATLAB fue programado tanto el método de optimización PSO como el cálculo del costo de potencia reactiva. En el Apéndice A se incluye el código de MATLAB.

#### 4.2.3 INFORMACIÓN DEL SISTEMA

Los sistemas presentados en este capítulo tienen expresadas sus cantidades eléctricas en valores en por unidad para facilitar los cálculos y análisis del sistema. Es



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

importante mencionar que en el caso de la red de 400 kV de la GCRO existen más de un generador en las subestaciones con generación por lo que para simplificar el análisis en la base de datos se trataron como un solo generador sumando sus capacidades de potencia activa  $P$  y potencia reactiva  $Q$  cuidando no se excedieran sus límites por unidad y posteriormente se repartió el aporte de potencia activa y reactiva por generador.

### **4.2.4 MODELO ESTOCÁSTICO DEL MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN PSO**

A continuación, se presenta el diagrama de flujo del método de optimización PSO que se utilizó para la reducción de pérdidas de los sistemas y para la asignación de costo de potencia reactiva.

Es importante mencionar que el despacho de potencia activa ya se ha realizado previamente y los costos tanto de capacitores serie como de reactores van dentro de los costos por uso de red.

A continuación, se presenta el modelo del método de optimización PSO para determinar el despacho de potencia reactiva en cada unidad para que posteriormente se determine el costo de potencia reactiva.



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

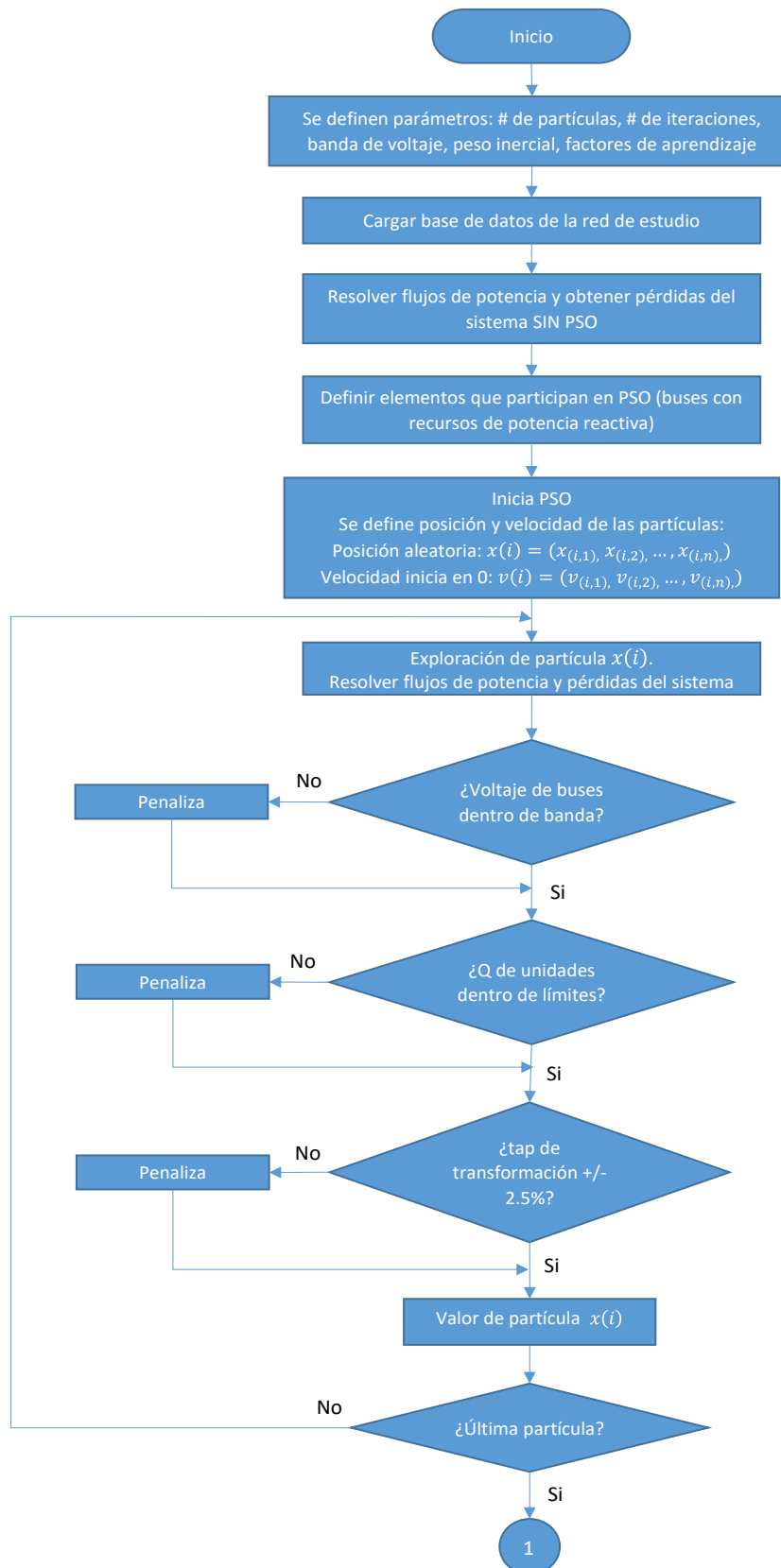


Figura 4.1 Modelo de PSO aplicado a la red de prueba de 30 nodos IEEE y a la red de 400 kV de la GCRO (1)



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

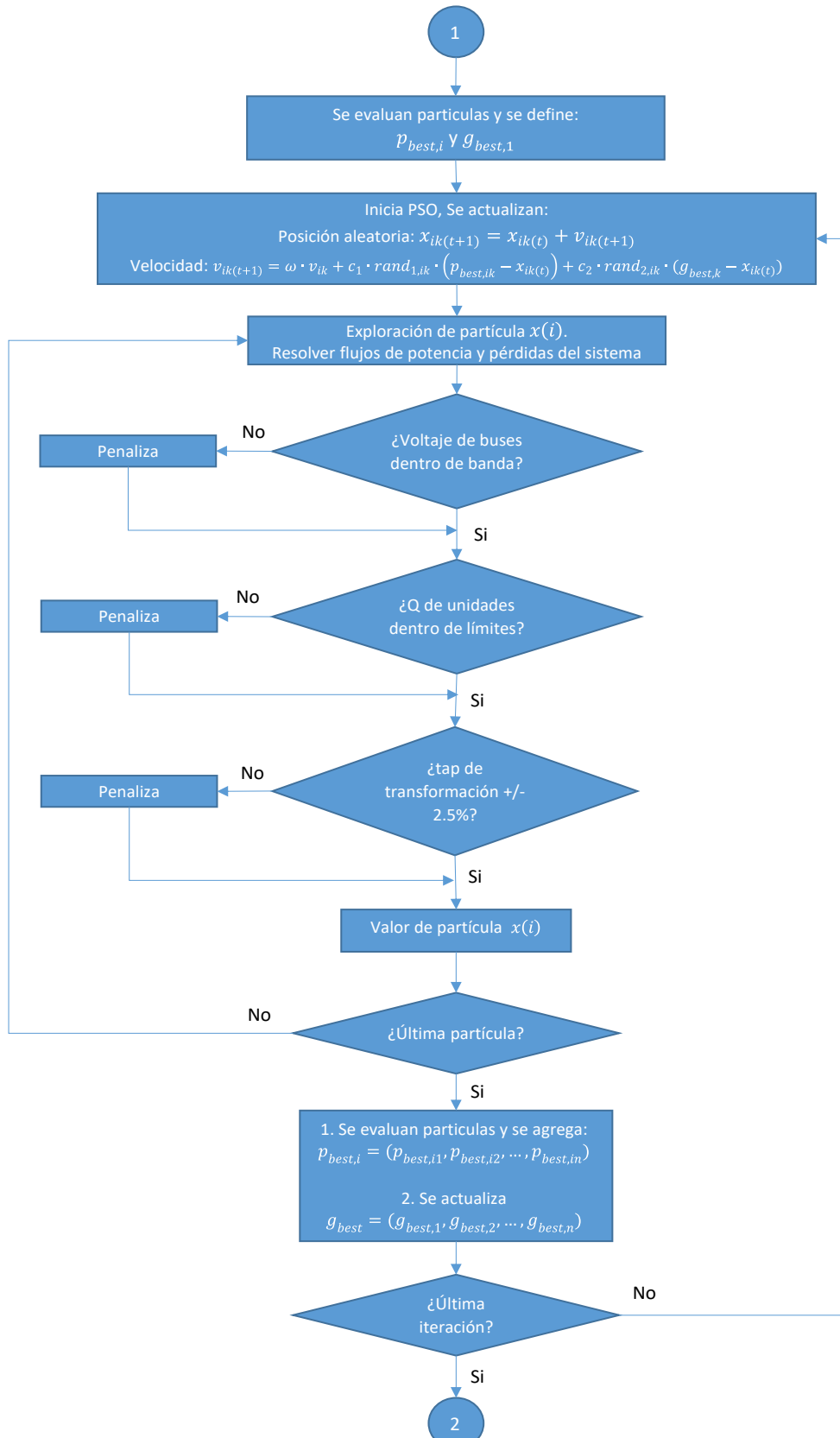


Figura 4.2 Modelo de PSO aplicado a la red de prueba de 30 nodos IEEE y a la red de 400 kV de la GCRO (2)



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

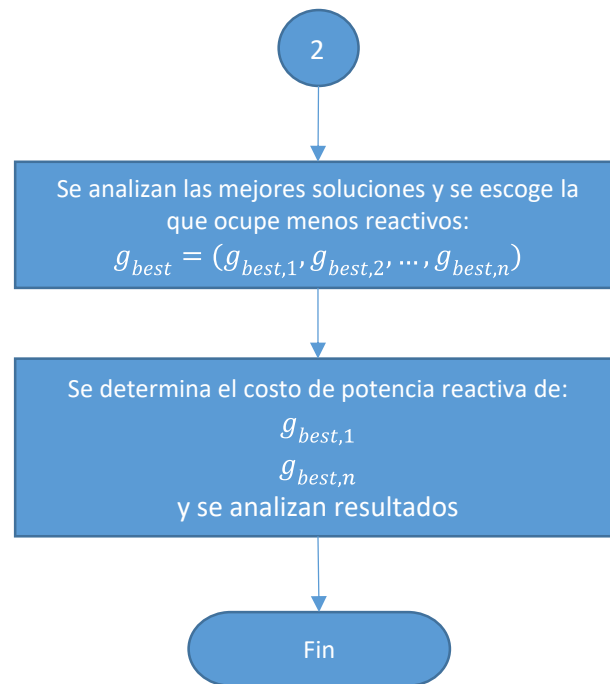


Figura 4.3 Modelo de PSO aplicado a la red de prueba de 30 nodos IEEE y a la red de 400 kV de la GCRO (3)



### 4.3 CASE BASE 1: RED DE PRUEBA DE 30 NODOS IEEE

A continuación, se describen las características del sistema de prueba:

- Demanda del sistema: 283.4 [MW], 126.2 [MVar].
- Generación: 300.2 [MW].
- Banda de voltaje: 0.95 – 1.10 pu

Esta red de prueba consta de los siguientes elementos:

Tabla 4.1 Elementos para control de voltaje en la red de prueba de 30 nodos IEEE

|         | Unidades de<br>Generación<br>en servicio | Condensador<br>Síncrono | Capacitores<br>Paralelo | Transformador<br>con cambiador<br>de Tap |
|---------|------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------------------------|
| 1       | 1                                        | -                       | -                       | -                                        |
| 2       | 1                                        | -                       | -                       | -                                        |
| 5       | -                                        | 1                       | -                       | -                                        |
| 8       | -                                        | 1                       | -                       | -                                        |
| 11      | -                                        | 1                       | -                       | -                                        |
| 10      | -                                        | -                       | 1                       | -                                        |
| 13      | -                                        | 1                       | -                       | -                                        |
| 24      | -                                        | -                       | 1                       | -                                        |
| 6 - 9   | -                                        | -                       | -                       | 1                                        |
| 6 - 10  | -                                        | -                       | -                       | 1                                        |
| 4 - 12  | -                                        | -                       | -                       | 1                                        |
| 28 - 27 | -                                        | -                       | -                       | 1                                        |
| Total = | 2                                        | 4                       | 2                       | 4                                        |

Tabla 4.2 Parámetros de Generadores y Condensadores Síncronos

|         | P [MW] | Q [MVar] | Qmax [MVar] | Qmin [MVar] | Vg [pu] |
|---------|--------|----------|-------------|-------------|---------|
| 1       | 260.2  | -16.1    | 10          | 0           | 1.06    |
| 2       | 40     | 50       | 50          | -40         | 1.045   |
| 5       | 0      | 37       | 40          | -40         | 1.01    |
| 8       | 0      | 37.3     | 40          | -10         | 1.01    |
| 11      | 0      | 16.2     | 24          | -6          | 1.082   |
| 13      | 0      | 10.6     | 24          | -6          | 1.071   |
| Total = | 300.2  | 135      | 188         | -102        | -       |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

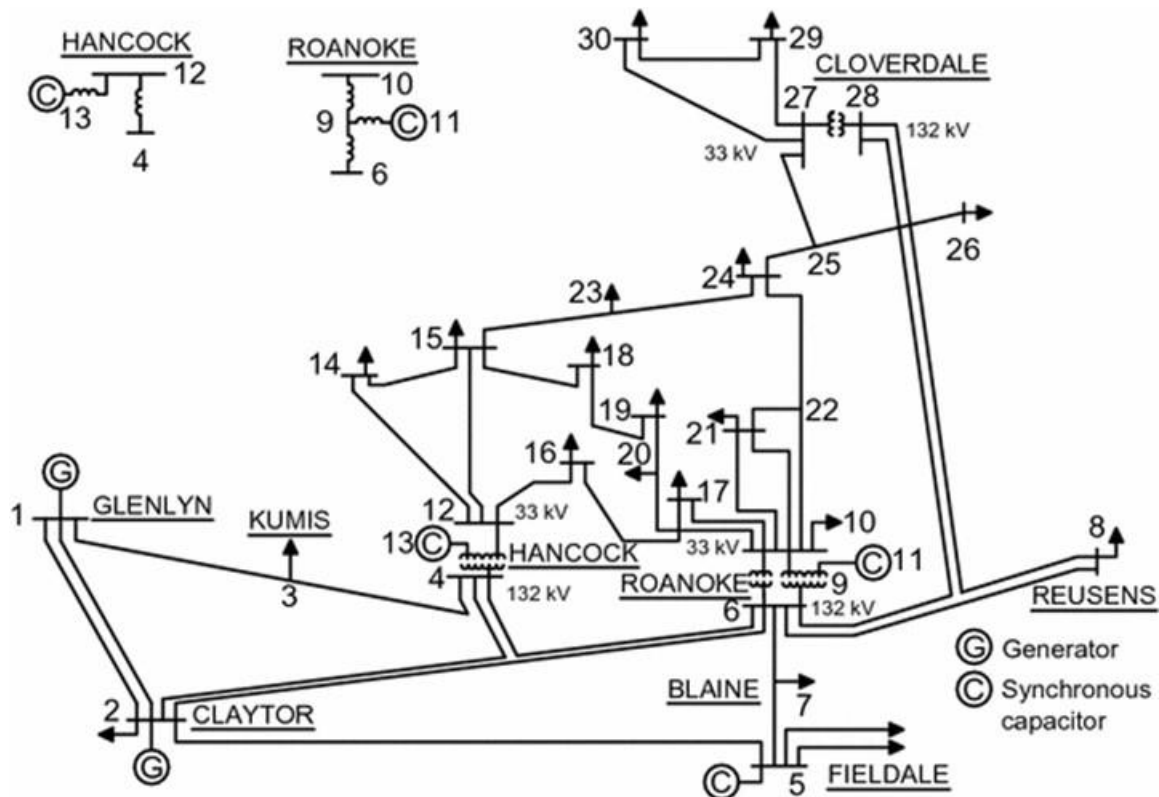


Figura 4.4 Diagrama Unifilar de la red de prueba de 30 nodos de la IEEE

Resolviendo flujos de potencia para el caso base en MATLAB por el método de Newton se obtienen los siguientes resultados antes de aplicar el método de optimización PSO a la red de prueba:



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```

MATPOWER Version 5.1, 20-Mar-2015 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 2 iterations.

Converged in 0.07 seconds
=====
|      System Summary      |
=====
How many?      How much?      P (MW)      Q (MVar)
-----
Buses          30      Total Gen Capacity  900.2      -102.0 to 188.0
Generators      6      On-line Capacity    900.2      -102.0 to 188.0
Committed Gens  6      Generation (actual) 301.0      133.9
Loads          21      Load              283.4      126.2
  Fixed        21      Fixed              283.4      126.2
  Dispatchable 0      Dispatchable       -0.0 of -0.0 -0.0
Shunts         2      Shunt (inj)        -0.0      25.3
Branches       41      Losses (I^2 * Z)    17.56      67.69
Transformers   4      Branch Charging (inj) -      34.7
Inter-ties     0      Total Inter-tie Flow 0.0      0.0
Areas          1

                        Minimum      Maximum
-----
Voltage Magnitude  0.992 p.u. @ bus 30      1.082 p.u. @ bus 11
Voltage Angle     -17.64 deg @ bus 30      0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)   -      5.21 MW @ line 1-2
Q Losses (I^2*X)   -      15.61 MVar @ line 1-2
  
```

Figura 4.5 Reporte de corrida de flujos de potencia del caso base de la red de 30 nodos IEEE en MATLAB

Las pérdidas de potencia activa del sistema son de 17.56 MW y todos los buses se encuentran dentro de los límites de voltaje permitidos (0.95 – 1.10 p.u.) ya que el bus con el voltaje más bajo es el bus 30 con 0.992 p.u. y el bus con el voltaje más alto es el bus 11 con 1.082 p.u., mientras que los flujos de potencia son los siguientes:

Tabla 4.3 Flujos de potencia del caso base de la red de 30 nodos IEEE en MATLAB

| Bus | Voltaje |          | Generación |          | Carga  |          |
|-----|---------|----------|------------|----------|--------|----------|
| #   | Mag(pu) | Ang(deg) | P [MW]     | Q [MVar] | P [MW] | Q [MVar] |
| 1   | 1.06    | 0.000*   | 260.96     | -20.42   | -      | -        |
| 2   | 1.045   | -5.378   | 40         | 56.07    | 21.7   | 12.7     |
| 3   | 1.021   | -7.529   | -          | -        | 2.4    | 1.2      |
| 4   | 1.012   | -9.279   | -          | -        | 7.6    | 1.6      |
| 5   | 1.01    | -14.149  | 0          | 35.66    | 94.2   | 19       |
| 6   | 1.011   | -11.055  | -          | -        | -      | -        |
| 7   | 1.003   | -12.852  | -          | -        | 22.8   | 10.9     |
| 8   | 1.01    | -11.797  | 0          | 36.11    | 30     | 30       |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|    |       |               |               |               |              |              |
|----|-------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| 9  | 1.051 | -14.098       | -             | -             | -            | -            |
| 10 | 1.045 | -15.688       | -             | -             | 5.8          | 2            |
| 11 | 1.082 | -14.098       | 0             | 16.06         | -            | -            |
| 12 | 1.057 | -14.933       | -             | -             | 11.2         | 7.5          |
| 13 | 1.071 | -14.933       | 0             | 10.45         | -            | -            |
| 14 | 1.043 | -15.825       | -             | -             | 6.2          | 1.6          |
| 15 | 1.038 | -15.916       | -             | -             | 8.2          | 2.5          |
| 16 | 1.045 | -15.515       | -             | -             | 3.5          | 1.8          |
| 17 | 1.04  | -15.85        | -             | -             | 9            | 5.8          |
| 18 | 1.028 | -16.53        | -             | -             | 3.2          | 0.9          |
| 19 | 1.026 | -16.704       | -             | -             | 9.5          | 3.4          |
| 20 | 1.03  | -16.507       | -             | -             | 2.2          | 0.7          |
| 21 | 1.033 | -16.131       | -             | -             | 17.5         | 11.2         |
| 22 | 1.034 | -16.116       | -             | -             | -            | -            |
| 23 | 1.027 | -16.307       | -             | -             | 3.2          | 1.6          |
| 24 | 1.022 | -16.483       | -             | -             | 8.7          | 6.7          |
| 25 | 1.018 | -16.055       | -             | -             | -            | -            |
| 26 | 1     | -16.474       | -             | -             | 3.5          | 2.3          |
| 27 | 1.024 | -15.53        | -             | -             | -            | -            |
| 28 | 1.007 | -11.677       | -             | -             | -            | -            |
| 29 | 1.004 | -16.759       | -             | -             | 2.4          | 0.9          |
| 30 | 0.992 | -17.642       | -             | -             | 10.6         | 1.9          |
|    |       |               |               |               |              |              |
|    |       | <b>Total:</b> | <b>300.96</b> | <b>133.93</b> | <b>283.4</b> | <b>126.2</b> |

En esta corrida de flujos de potencia se detecta que se violan límites de potencia reactiva para los generadores 1 y 2 además de la capacidad de potencia activa del generador 1 que sobrepasa en 0.76 MW su límite.

Ahora que se tiene la simulación de flujos de potencia de nuestra red de prueba con pérdidas en el sistema de 17.56 MW se procede a aplicar la optimización PSO

#### 4.3.1 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PSO A LA RED DE PRUEBA DE 30 Nodos IEEE

La optimización PSO aplicada a la red de prueba consistió en 30 iteraciones, 50 partículas y con factores de aprendizaje de  $C_1=0.01$  y  $C_2=0.1$ . La última iteración no presento penalizaciones en los voltajes de cada nodo. Obteniéndose los siguientes resultados:



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```

MATPOWER Version 5.1, 20-Mar-2015 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.00 seconds
=====
|      System Summary      |
=====
How many?      How much?      P (MW)      Q (MVar)
-----
Buses          30      Total Gen Capacity  900.2      -102.0 to 188.0
Generators      6      On-line Capacity    900.2      -102.0 to 188.0
Committed Gens  6      Generation (actual) 300.7      136.3
Loads          21      Load              283.4      126.2
  Fixed        21      Fixed              283.4      126.2
  Dispatchable 0      Dispatchable       -0.0 of -0.0  -0.0
Shunts          2      Shunt (inj)        -0.0      21.9
Branches        41     Losses (I^2 * Z)    17.26     67.25
Transformers    4      Branch Charging (inj) -        35.2
Inter-ties      0      Total Inter-tie Flow 0.0      0.0
Areas           1
=====
                        Minimum      Maximum
-----
Voltage Magnitude  0.967 p.u. @ bus 30      1.071 p.u. @ bus 1
Voltage Angle      -17.92 deg @ bus 30      0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)   -        5.04 MW @ line 1-2
Q Losses (I^2*X)   -        15.08 MVar @ line 1-2

```

Figura 4.6 Reporte de Flujos de potencia de la red de prueba de 30 nodos IEEE en la iteración 30

En primera instancia la optimización PSO redujo las pérdidas en el sistema 0.3 MW, de 17.56 MW a 17.26 MW. A continuación, se registran los nuevos voltajes en cada bus y la administración de potencia reactiva de cada recurso de potencia reactiva.

Tabla 4.4 Flujos de potencia del caso base de la red de 30 nodos IEEE en la iteración 30 de PSO en MATLAB

| Bus<br># | Voltaje |          | Generación |          | Carga  |          |
|----------|---------|----------|------------|----------|--------|----------|
|          | Mag(pu) | Ang(deg) | P [MW]     | Q [MVar] | P [MW] | Q [MVar] |
| 1        | 1.071   | 0.000*   | 260.66     | -9.34    | -      | -        |
| 2        | 1.05    | -5.189   | 40         | 39.44    | 21.7   | 12.7     |
| 3        | 1.031   | -7.367   | -          | -        | 2.4    | 1.2      |
| 4        | 1.022   | -9.08    | -          | -        | 7.6    | 1.6      |
| 5        | 1.020   | -13.962  | 0          | 40       | 94.2   | 19       |
| 6        | 1.015   | -10.788  | -          | -        | -      | -        |
| 7        | 1.011   | -12.609  | -          | -        | 22.8   | 10.9     |
| 8        | 1.013   | -11.502  | 0          | 31.37    | 30     | 30       |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|    |       |               |               |               |              |              |
|----|-------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| 9  | 1.015 | -14.05        | -             | -             | -            | -            |
| 10 | 1.004 | -15.796       | -             | -             | 5.8          | 2            |
| 11 | 1.035 | -14.05        | 0             | 10            | -            | -            |
| 12 | 1.015 | -15.157       | -             | -             | 11.2         | 7.5          |
| 13 | 1.044 | -15.157       | 0             | 21.66         | -            | -            |
| 14 | 1.001 | -16.112       | -             | -             | 6.2          | 1.6          |
| 15 | 0.997 | -16.225       | -             | -             | 8.2          | 2.5          |
| 16 | 1.003 | -15.715       | -             | -             | 3.5          | 1.8          |
| 17 | 0.999 | -16.004       | -             | -             | 9            | 5.8          |
| 18 | 0.987 | -16.827       | -             | -             | 3.2          | 0.9          |
| 19 | 0.984 | -16.977       | -             | -             | 9.5          | 3.4          |
| 20 | 0.989 | -16.743       | -             | -             | 2.2          | 0.7          |
| 21 | 0.994 | -16.316       | -             | -             | 17.5         | 11.2         |
| 22 | 0.995 | -16.314       | -             | -             | -            | -            |
| 23 | 0.991 | -16.696       | -             | -             | 3.2          | 1.6          |
| 24 | 0.991 | -16.949       | -             | -             | 8.7          | 6.7          |
| 25 | 0.991 | -16.347       | -             | -             | -            | -            |
| 26 | 0.973 | -16.79        | -             | -             | 3.5          | 2.3          |
| 27 | 0.999 | -15.699       | -             | -             | -            | -            |
| 28 | 1.011 | -11.423       | -             | -             | -            | -            |
| 29 | 0.979 | -16.99        | -             | -             | 2.4          | 0.9          |
| 30 | 0.967 | -17.918       | -             | -             | 10.6         | 1.9          |
|    |       |               |               |               |              |              |
|    |       | <b>Total:</b> | <b>300.66</b> | <b>133.13</b> | <b>283.4</b> | <b>126.2</b> |

La optimización consistió de solo 30 iteraciones debido a que a partir de dicha iteración se comienzan a penalizar límites de reactivos, principalmente en los generadores 1 y 2.

Como ya se mencionó la eficiencia de la optimización fue tan solo de 0.3 MW para esta red de prueba sin embargo todos los parámetros a excepción de la potencia activa del generador 1, están dentro de rango como son: voltajes dentro de la banda 0.95 a 1.1 pu y reactivos en cada máquina están dentro de sus límites de capacidad de potencia reactiva. En lo que corresponde a la potencia activa del generador 1(slack) fue de 260.66 es decir 0.3 MW menos que los 260.96 MW que aporta antes de aplicar la optimización. Con estos resultados podemos determinar que efectivamente se tuvieron mejoras en la administración de potencia reactiva y potencia activa.

Ahora se presentan y analizan las gráficas que se obtuvieron durante la optimización, empezando por la gráfica de reducción de pérdidas de potencia reactiva en el sistema:



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

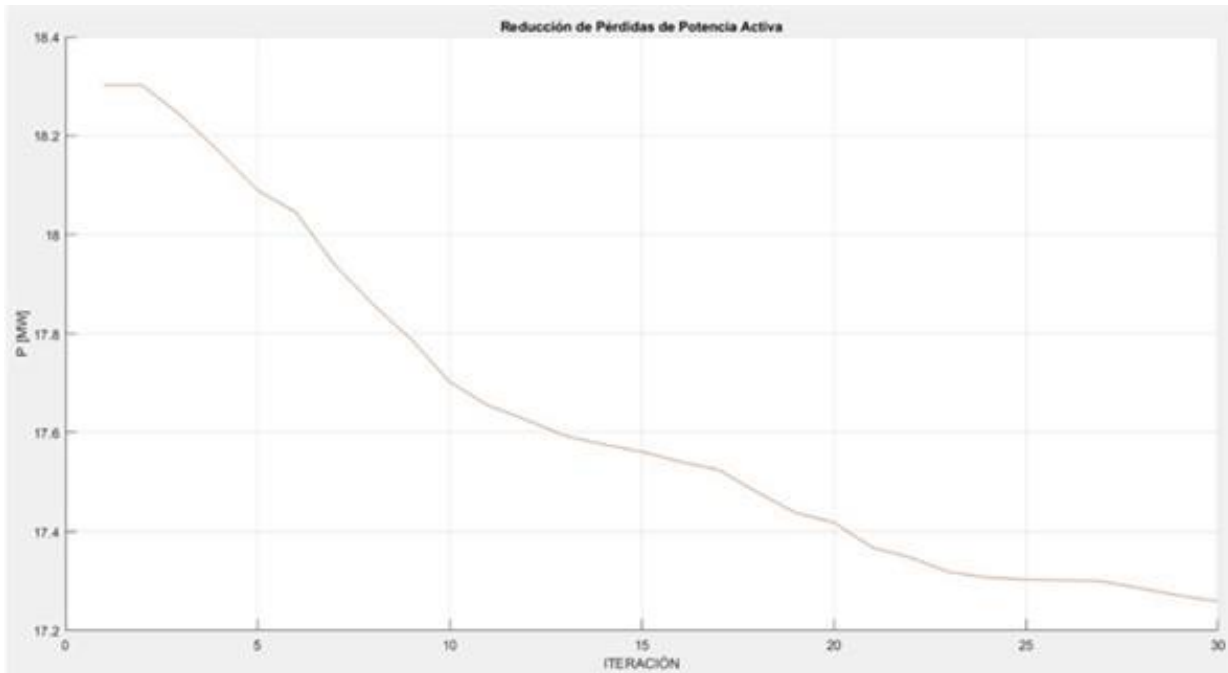


Figura 4.7 Comportamiento de la reducción de pérdidas en la red de prueba ante la optimización PSO

Como se mencionó en el capítulo anterior, la optimización comienza con un conjunto de partículas en este caso son 50 partículas que significan 50 soluciones aleatorias posibles que puedan resolver el problema de flujos de potencia. Como se establece en la ecuación 2.5, una vez evaluadas estas 50 soluciones se escoge la de mejores características y es llamada la mejor solución local (Pbest) y la siguiente gráfica muestra el comportamiento de Pbest para bus con recurso de control de voltaje.

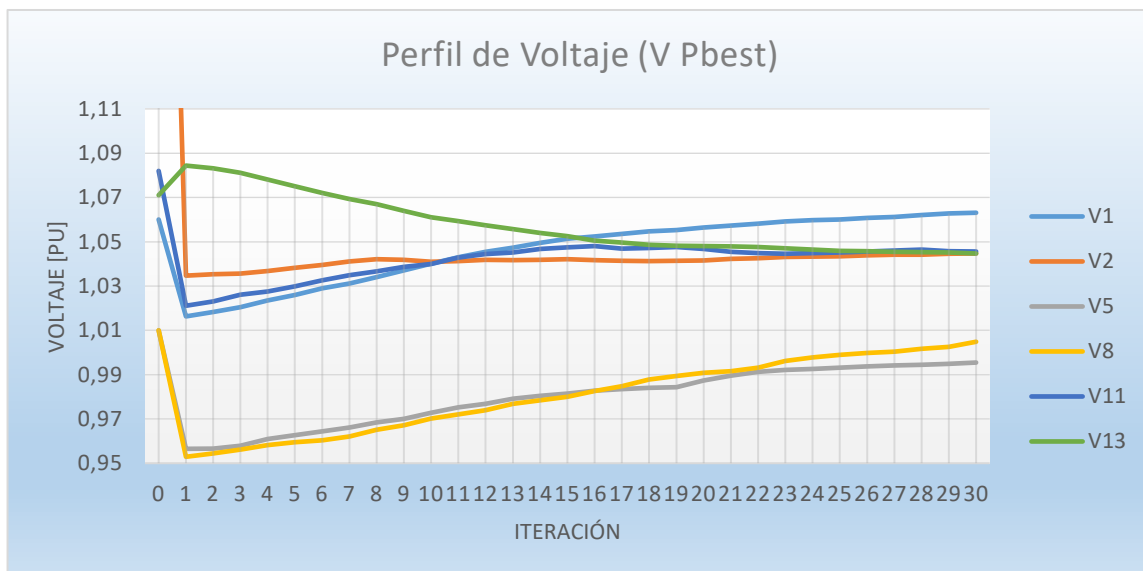


Figura 4.8 Comportamiento de la mejor solución local (V Pbest) para los buses con recursos de potencia reactiva de la red de prueba de 30 nodos IEEE



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Es fácil identificar que del caso base hacia la primera iteración hay un cambio brusco tanto en la gráfica de Pbest como Gbest esto es debido a que para la primera iteración la velocidad o tendencia de las partículas comienza en cero por lo que las partículas en este punto están más dispersas que en cualquier otra iteración. Después de la primera iteración ya se elige un Pbest y Gbest con lo que se determina una tendencia que se ira modificando según la evolución del método y que alguna partícula pueda cambiar la tendencia si es que encuentra mejores soluciones.

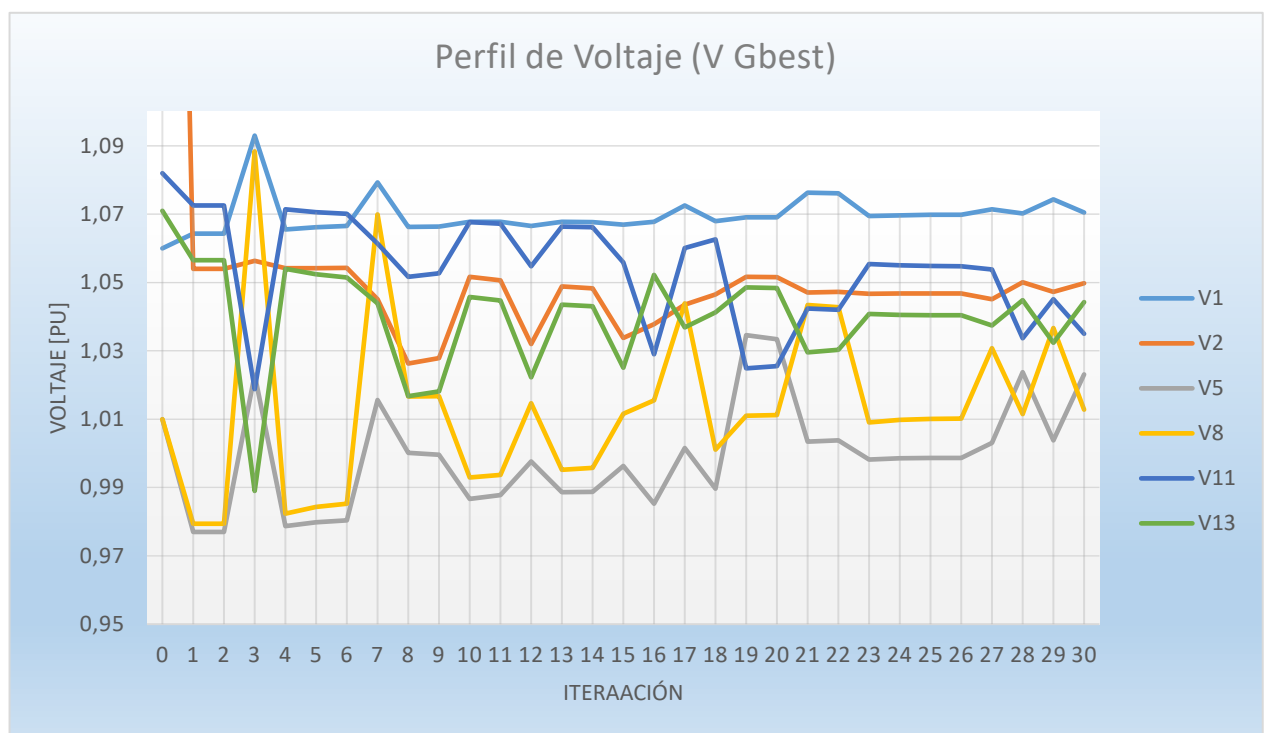


Figura 4.9 Comportamiento de la mejor solución global (V Gbest) para los buses con recursos de potencia reactiva de la red de prueba de 30 nodos IEEE

La velocidad de las partículas según la ecuación 2.8 nos dice que se compone de 3 términos, el primero es la velocidad anterior es por esto que en la literatura al método PSO se le dice que tiene memoria porque en su siguiente exploración se toma en cuenta la posición actual. El segundo y tercer término se utilizan para cambiar la velocidad de las partículas, el segundo término toma en cuenta la mejor posición local (Pbest) y mientras que el tercer término toma en cuenta la mejor posición global (Gbest).



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Según el tipo de problema a resolver o las necesidades del programador se le puede dar más peso a una exploración local o más peso a la exploración global con las constantes de aprendizaje  $C1$  y  $C2$  o una exploración equitativa según se requiera. Para nuestro caso se tomaron los valores  $C1=0.01$  y  $C2=0.1$ , debido a que durante varias simulaciones que se realizaron el tener valores más grandes de  $C1$  y  $C2$  el método obtenía mayor reducción el pérdidas del sistema con pocas iteraciones pero sacrificaba límites de potencia reactiva e incluso voltajes de buses penalizaban, por lo que estos valores permiten llegar a una optimización más efectiva con más iteraciones pero realiza una exploración más dispersa con el propósito de no violar límites permitidos.

La siguiente gráfica da un resumen del comportamiento de los voltajes en los nodos con recursos de potencia reactiva y la administración de la misma en cada iteración del método PSO.

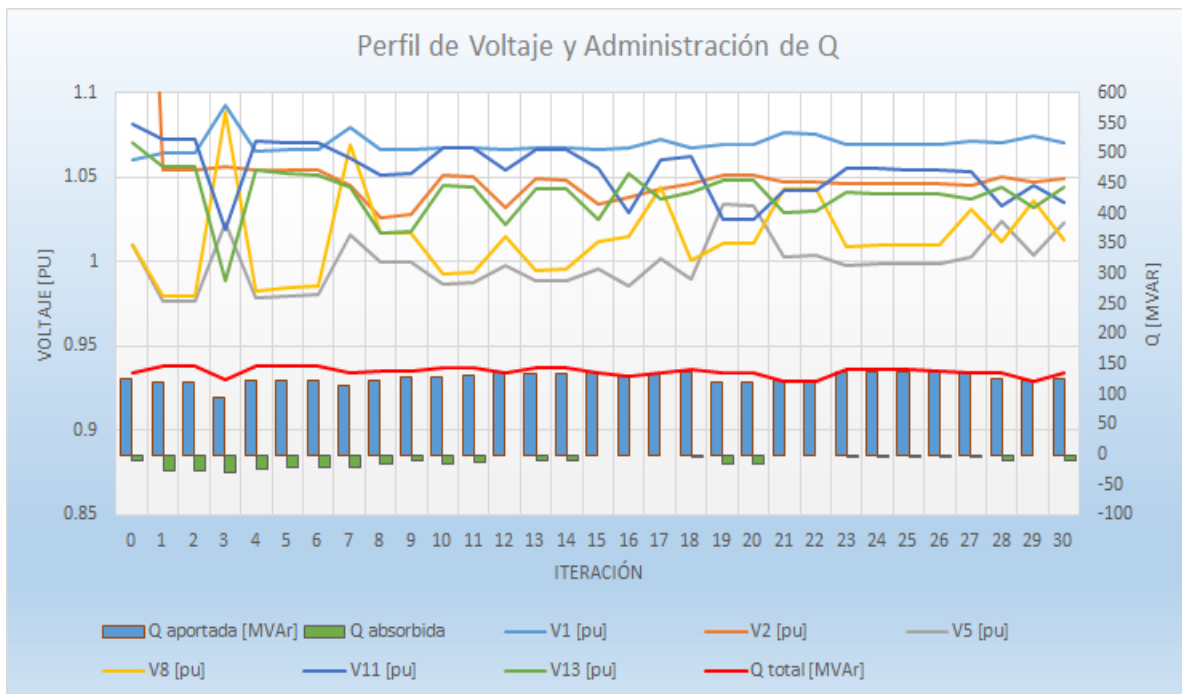


Figura 4.10 Comportamiento de los perfiles de voltaje en los nodos con recursos de potencia reactiva y administración de reactivos

En la siguiente tabla presento los valores de los buses que participan en la optimización antes y después de la optimización en donde se observa que la suma total



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

de reactivos es casi igual en ambos casos con una diferencia de 0.8 MVar menos en la red optimizada.

Sin embargo, si sumamos reactivos aportados y reactivos absorbidos en cada caso tenemos que; sin la optimización se requieren +11.8 MVar y -11.08 MVar para mantener el perfil de voltaje de todos los nodos dentro de rango permitido. Con lo que se concluye que en el caso optimizado se tiene una reducción en las pérdidas del sistema, generadores y condensadores dentro de sus capacidades, una mejor distribución de potencia reactiva y por lo tanto mayor reserva de potencia reactiva.

Tabla 4.5 Comparación de Parámetros Q y V en la red de 30 nodos IEEE en nodos con recursos de Q.

| Subestación | Sin PSO  |        | Con PSO  |        |
|-------------|----------|--------|----------|--------|
|             | Q [MVar] | V [pu] | Q [MVar] | V [pu] |
|             |          |        |          |        |
| 1           | -20.42   | 1.06   | -9.34    | 1.071  |
| 2           | 56.07    | 1.045  | 39.44    | 1.05   |
| 5           | 35.66    | 1.01   | 40       | 1.020  |
| 8           | 36.11    | 1.01   | 31.37    | 1.013  |
| 11          | 16.06    | 1.082  | 10       | 1.035  |
| 13          | 10.45    | 1.071  | 21.66    | 1.044  |
|             |          |        |          |        |
| Total:      | 133.93   | -      | 133.13   | -      |

#### 4.4 CASE BASE 2: DEMANDA MÁXIMA RED DE 400 kV DE LA GCRO

A continuación, se describen las características del sistema:

- Caso base del mes de abril del 2014
- Flujo al Centro 3078.5 MW
- Demanda de la GCRO 7816.6 MW
- Flujo GCRO al Área de Control Peninsular (ACCPEN) de 517.8 MW
- Flujo de Potencia en Centroamérica-México (THP A3T00 LBR) de 127.3 MW.
- Generación: 7,677.3 MW
- Carga Industrial en 400 kV: 100.8 MW.
- Banda de voltaje en buses de 400 kV: 402.8 kV – 419.2 kV



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

- Banda de voltaje para los buses de CZM, IPO y TYS: 403.8 kV – 420.2 kV

La red de 400 kV de la GCRO cuenta con los siguientes recursos de potencia reactiva:

Tabla 4.6 Fuentes de potencia reactiva Q en servicio en la red de 400 kV de la GCRO

|    | Subestación | Unidades de Generación en servicio | Condensador Síncrono | Reactores |
|----|-------------|------------------------------------|----------------------|-----------|
| 1  | ETS-400     | 3                                  | -                    | -         |
| 2  | FET-400     | 6                                  | -                    | -         |
| 3  | EAT-400     | 3                                  | -                    | -         |
| 4  | CZM-400     | -                                  | -                    | 1         |
| 5  | EDO-400     | -                                  | 1                    | 2         |
| 6  | IPO-400     | -                                  | 1                    | -         |
| 7  | JUI-400     | -                                  | -                    | 4         |
| 8  | LAV-400     | 2                                  | -                    | 2         |
| 9  | ANG-400     | 4                                  | -                    | 1         |
| 10 | MPS-400     | 5                                  | -                    | 1         |
| 11 | PBD-400     | -                                  | -                    | 2         |
| 12 | PRD-400     | -                                  | -                    | 1         |
| 13 | TCL-400     | -                                  | -                    | 2         |
| 14 | THP-400     | -                                  | -                    | 1         |
| 15 | TMD-400     | -                                  | 1                    | 8         |
| 16 | MMT-400     | 6                                  | -                    | 4         |
| 17 | TUV-400     | 2                                  | -                    | 3         |

Tabla 4.7 Líneas de Transmisión que cuentan con Capacitor Serie en la red de 400 kV de la GCRO

|    | LT's que cuentan con CS | Estado                              |
|----|-------------------------|-------------------------------------|
| 1  | JUI A3040 MMT           | En servicio                         |
| 2  | JUI A3140 MMT           | En servicio                         |
| 3  | JUI A3T90 MMT           | En servicio                         |
| 4  | TCL A3U20 EDO           | En servicio                         |
| 5  | TCL A3U30 EDO           | En servicio                         |
| 6  | TCL A3540 TMD           | En servicio                         |
| 7  | TCL A3T40 YTP           | Fuera de servicio por mantenimiento |
| 8  | TMD A3360 MID           | En servicio                         |
| 9  | TMD A3260 CHM           | En servicio                         |
| 10 | PBD A3460 TMD           | En servicio                         |
| 11 | PBD A3920 OJP           | En servicio                         |

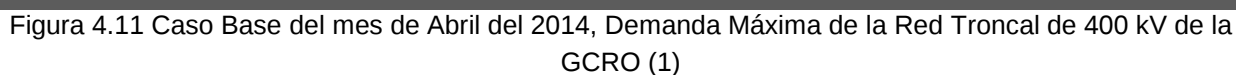
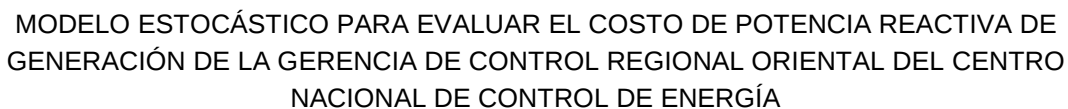


MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Tabla 4.8 Parámetros de Generadores y Condensadores Síncronos

| No. Bus | Bus     | Pg      | Qg     | Qmax      | Qmin       | Vg     | Pmax    | Pmin    |
|---------|---------|---------|--------|-----------|------------|--------|---------|---------|
| 1       | MMT-400 | 1560    | -85.8  | 790.002   | -880.002   | 1.01   | 1800    | 1450    |
| 7       | EDO-400 | 0       | 54.4   | 300       | -300       | 1.023  | 0       | 0       |
| 9       | IPO-400 | 675.1   | 4.3    | 300       | -300       | 1.022  | 676     | 675     |
| 10      | JUI-400 | 96.2    | 35.9   | 35.9      | 36         | 1.03   | 95.6    | 95.4    |
| 11      | LAV-400 | 1500    | -20.5  | 850       | -560       | 0.995  | 1600    | 800     |
| 15      | ANG-400 | 640     | 5.6    | 238.8     | -314       | 1.0188 | 720     | 640     |
| 16      | MPS-400 | 775     | -55.8  | 425       | -675       | 1.02   | 900     | 675     |
| 25      | TMD-400 | 0       | -56.4  | 300       | -300       | 1.022  | 0       | 0       |
| 27      | TTE-400 | 1831    | -46.9  | 408       | -332       | 1.03   | 2000    | 1400    |
| 28      | TUV-400 | 600     | 15.5   | 338.38    | -290.8     | 1.0225 | 700     | 350     |
| Total = | -       | 7,677.3 | -149.7 | 3,986.082 | -3,915.802 | -      | 8,491.6 | 6,085.4 |

En las siguientes imágenes se muestra la corrida de flujos de potencia de la red de 400 kV de la GCRO con el simulador de PSSE.





MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

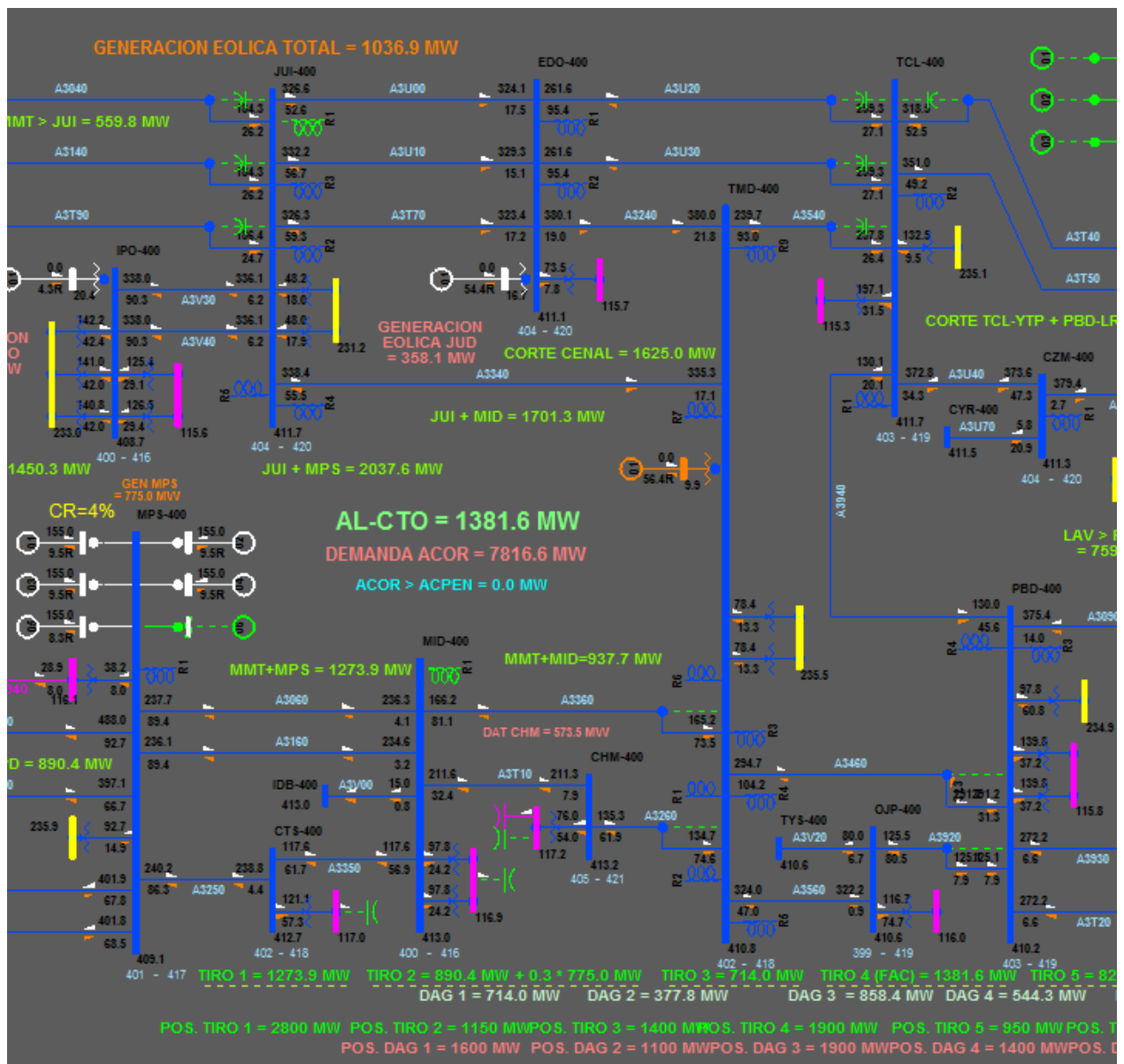
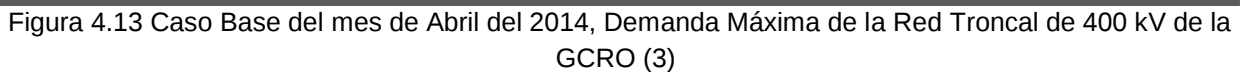
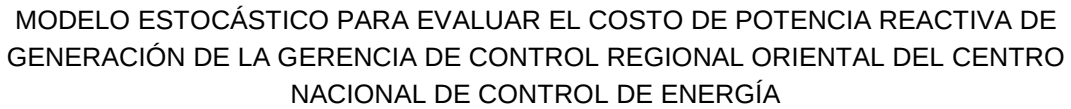


Figura 4.12 Caso Base del mes de Abril del 2014, Demanda Máxima de la Red Troncal de 400 kV de la GCRO (2)



76



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

efecto. Cabe resaltar que todos los voltajes de los buses se encuentran dentro de límites de voltaje permitidos.

En la figura 4.3 se muestra el vaciado de flujos de potencia de cada una de las LT's de 400 kV pertenecientes a la GCRO obtenidos con el simulador PSSE y se determina las pérdidas totales del sistema que son iguales a 74.3 MW:

Tabla 4.9 Flujos de Potencia Activa y Pérdidas totales en las LT's de 400 kV de la red de la GCRO obtenidas con PSSE.

| Bus 1 | Nomenclatura | Bus 2 | Bus 1<br>[MW] | Bus 2<br>[MW] | Pérdidas<br>[MW] |
|-------|--------------|-------|---------------|---------------|------------------|
| ANG   | A3030        | MMT   | 83            | -82.9         | 0.1              |
| ANG   | A3T60        | SAB   | 136.4         | -136.2        | 0.2              |
| ANG   | A3T30        | THP   | 247.9         | -245.8        | 2.1              |
| CBE   |              | YTP   | 0             | 0             | 0                |
| CHM   | A3T10        | MID   | -211.3        | 211.6         | 0.3              |
| CHM   | A3260        | TMD   | 135.3         | -134.7        | 0.6              |
| CTS   | A3350        | MID   | 117.6         | -117.6        | 0                |
| CTS   | A3250        | MPS   | -238.8        | 240.2         | 1.4              |
| CYR   | A3U70        | CZM   | -5.8          | 5.8           | 0                |
| CZM   | A3190        | LAV   | -379.4        | 384           | 4.6              |
| CZM   | A3U40        | TCL   | 373.6         | -372.8        | 0.8              |
| EDO   | A3U00        | JUI   | -324.1        | 326.6         | 2.5              |
| EDO   | A3U10        | JUI   | -329.3        | 332.2         | 2.9              |
| EDO   | A3T70        | JUI   | -323.4        | 326.3         | 2.9              |
| EDO   | A3U20        | TCL   | 261.6         | -259.3        | 2.3              |
| EDO   | A3U30        | TCL   | 261.6         | -259.3        | 2.3              |
| EDO   | A3240        | TMD   | 380.1         | -380          | 0.1              |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|            |       |            |        |        |     |
|------------|-------|------------|--------|--------|-----|
| <b>IDB</b> | A3V00 | <b>MID</b> | -15    | 15     | 0   |
| <b>IPO</b> | A3V30 | <b>JUI</b> | 338    | -336.1 | 1.9 |
| <b>IPO</b> | A3V40 | <b>JUI</b> | 338    | -336.1 | 1.9 |
| <b>JUI</b> | A3040 | <b>MMT</b> | -184.3 | 185.9  | 1.6 |
| <b>JUI</b> | A3140 | <b>MMT</b> | -184.3 | 185.9  | 1.6 |
| <b>JUI</b> | A3T90 | <b>MMT</b> | -186.4 | 188    | 1.6 |
| <b>JUI</b> | A3340 | <b>TMD</b> | 338.4  | -335.3 | 3.1 |
| <b>LAV</b> | A3V50 | <b>MFA</b> | 261.8  | -260.9 | 0.9 |
| <b>LAV</b> | A3V60 | <b>MFA</b> | 261.8  | -260.9 | 0.9 |
| <b>LAV</b> | A3090 | <b>PBD</b> | 381.1  | -375.4 | 5.7 |
| <b>LAV</b> | A3390 | <b>PPT</b> | -28.7  | 28.7   | 0   |
| <b>LRP</b> | A3T80 | <b>MPT</b> | 221.1  | -220.8 | 0.3 |
| <b>LRP</b> | A3930 | <b>PBD</b> | -272.1 | 272.2  | 0.1 |
| <b>LRP</b> | A3T20 | <b>PBD</b> | -272.1 | 272.2  | 0.1 |
| <b>MID</b> | A3060 | <b>MPS</b> | 237.7  | -236.3 | 1.4 |
| <b>MID</b> | A3160 | <b>MPS</b> | 236.1  | -234.6 | 1.5 |
| <b>MID</b> | A3360 | <b>TMD</b> | 166.2  | -165.2 | 1   |
| <b>MMT</b> | A3150 | <b>MPS</b> | 490.9  | -488   | 2.9 |
| <b>MMT</b> | A3050 | <b>MPS</b> | 399.6  | -397.1 | 2.5 |
| <b>MMT</b> | A3130 | <b>SAB</b> | 69.6   | -69.6  | 0   |
| <b>MPS</b> | A3U80 | <b>TSP</b> | 401.9  | -399.3 | 2.6 |
| <b>MPS</b> | A3U90 | <b>TSP</b> | 401.8  | -399.1 | 2.7 |
| <b>OJP</b> | A3920 | <b>PBD</b> | 125.5  | -125.1 | 0.4 |
| <b>OJP</b> | A3560 | <b>TMD</b> | -322.2 | 324    | 1.8 |
| <b>OJP</b> | A3V20 | <b>TYS</b> | 80     | -80    | 0   |
| <b>PBD</b> | A3940 | <b>TCL</b> | -130   | 130.1  | 0.1 |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|                                            |       |            |        |        |             |
|--------------------------------------------|-------|------------|--------|--------|-------------|
| <b>PBD</b>                                 | A3460 | <b>TMD</b> | -291.2 | 294.7  | 3.5         |
| <b>PPT</b>                                 | A3V90 | <b>PRD</b> | -207.9 | 208    | 0.1         |
| <b>PRD</b>                                 | A3S10 | <b>TTE</b> | -424.4 | 425.5  | 1.1         |
| <b>PRD</b>                                 | A3S20 | <b>TTE</b> | -424.4 | 425.5  | 1.1         |
| <b>PRD</b>                                 | A3580 | <b>TUV</b> | 448.2  | -446.1 | 2.1         |
| <b>TCL</b>                                 | A3540 | <b>TMD</b> | -237.8 | 239.7  | 1.9         |
| <b>TCL</b>                                 | A3T40 | <b>YTP</b> | 318.5  | -316.2 | 2.3         |
| <b>TCL</b>                                 | A3T50 | <b>YTP</b> | 351    | -348.5 | 2.5         |
| <b>Pérdidas Totales del Sistema [MW] =</b> |       |            |        |        | <b>74.3</b> |

A continuación, se muestran los resultados de flujos de potencia de la red de la GCRO obtenidas con MATLAB y puede observarse que se tiene una pérdida total del sistema de 74.6 MW que es muy parecido a las pérdidas obtenidas con PSSE (74.3 MW) por lo que se consideran confiables los resultados que obtengamos con MATLAB.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

| Branch Data |          |        |                 |                    |               |                    |                        |          |
|-------------|----------|--------|-----------------|--------------------|---------------|--------------------|------------------------|----------|
| Brnch #     | From Bus | To Bus | From Bus P (MW) | Injection Q (MVar) | To Bus P (MW) | Injection Q (MVar) | Loss ( $I^2 \cdot Z$ ) |          |
|             |          |        |                 |                    |               |                    | P (MW)                 | Q (MVar) |
| 1           | 15       | 1      | 84.25           | 2.93               | -84.11        | -65.12             | 0.139                  | 1.75     |
| 2           | 15       | 22     | 137.65          | 2.83               | -137.40       | -50.13             | 0.251                  | 3.27     |
| 3           | 15       | 24     | 247.90          | -58.79             | -245.80       | -51.36             | 2.100                  | 27.30    |
| 4           | 2        | 30     | 0.00            | -0.00              | 0.00          | -18.76             | 0.000                  | 0.01     |
| 5           | 3        | 14     | -199.21         | 2.12               | 199.48        | -26.76             | 0.268                  | 3.52     |
| 6           | 3        | 25     | 123.21          | -56.12             | -122.70       | -79.77             | 0.510                  | 3.06     |
| 7           | 4        | 14     | 109.44          | -57.91             | -109.42       | 53.06              | 0.017                  | 0.24     |
| 8           | 4        | 16     | -230.54         | 0.61               | 231.89        | -83.12             | 1.356                  | 17.67    |
| 9           | 5        | 6      | -5.80           | 9.50               | 5.80          | -20.88             | 0.001                  | 0.01     |
| 10          | 6        | 11     | -414.63         | 47.50              | 420.47        | -92.65             | 5.838                  | 77.67    |
| 11          | 6        | 23     | 408.83          | -90.18             | -407.81       | 80.75              | 1.015                  | 13.59    |
| 12          | 7        | 10     | -313.57         | -20.69             | 315.94        | -50.59             | 2.364                  | 34.93    |
| 13          | 7        | 10     | -318.62         | -18.48             | 321.34        | -54.58             | 2.721                  | 35.51    |
| 14          | 7        | 10     | -312.96         | -20.51             | 315.70        | -57.19             | 2.740                  | 34.88    |
| 15          | 7        | 23     | 248.34          | -68.28             | -246.24       | -53.82             | 2.092                  | 18.48    |
| 16          | 7        | 23     | 248.34          | -68.28             | -246.24       | -53.82             | 2.092                  | 18.48    |
| 17          | 7        | 25     | 374.98          | 30.26              | -374.80       | -33.06             | 0.176                  | 2.29     |
| 18          | 8        | 14     | -15.00          | -5.00              | 15.00         | 0.83               | 0.000                  | 0.00     |
| 19          | 9        | 10     | 337.55          | -90.30             | -335.63       | 7.30               | 1.923                  | 31.21    |
| 20          | 9        | 10     | 337.55          | -90.30             | -335.63       | 7.30               | 1.923                  | 31.21    |
| 21          | 10       | 1      | -170.42         | -29.02             | 171.76        | -132.58            | 1.347                  | 13.45    |
| 22          | 10       | 1      | -170.42         | -29.02             | 171.76        | -132.58            | 1.347                  | 13.45    |
| 23          | 10       | 1      | -172.35         | -27.57             | 173.74        | -132.99            | 1.385                  | 13.61    |
| 24          | 10       | 25     | 327.66          | -52.99             | -324.74       | -20.92             | 2.921                  | 38.16    |
| 25          | 11       | 13     | 261.89          | -32.02             | -260.90       | -12.30             | 0.991                  | 13.77    |
| 26          | 11       | 13     | 261.89          | -32.02             | -260.90       | -12.30             | 0.991                  | 13.77    |
| 27          | 11       | 19     | 413.32          | -88.75             | -406.31       | 27.37              | 7.012                  | 93.73    |
| 28          | 11       | 20     | -53.17          | -109.52            | 53.34         | 21.32              | 0.174                  | 2.24     |
| 29          | 12       | 17     | 221.09          | 46.65              | -220.80       | -63.70             | 0.287                  | 3.78     |
| 30          | 12       | 19     | -272.04         | -29.27             | 272.15        | 21.50              | 0.110                  | 1.97     |
| 31          | 12       | 19     | -272.04         | -29.27             | 272.15        | 21.50              | 0.110                  | 1.97     |
| 32          | 14       | 16     | -227.89         | 0.22               | 229.27        | -86.16             | 1.385                  | 17.93    |
| 33          | 14       | 16     | -226.30         | -0.64              | 227.66        | -86.15             | 1.365                  | 17.81    |
| 34          | 14       | 25     | 153.53          | -75.10             | -152.62       | -79.19             | 0.908                  | 6.43     |
| 35          | 1        | 16     | 470.47          | -105.67            | -467.80       | 95.59              | 2.663                  | 34.91    |
| 36          | 1        | 16     | 382.95          | -97.05             | -380.69       | 69.01              | 2.256                  | 28.43    |
| 37          | 1        | 22     | 68.44           | -49.19             | -68.40        | 27.33              | 0.035                  | 0.46     |
| 38          | 16       | 26     | 401.93          | -67.19             | -399.28       | 29.23              | 2.654                  | 37.97    |
| 39          | 16       | 26     | 401.84          | -67.85             | -399.12       | 29.87              | 2.716                  | 37.96    |
| 40          | 18       | 19     | 112.02          | -44.02             | -111.73       | -42.12             | 0.282                  | 0.58     |
| 41          | 18       | 25     | -308.72         | -37.37             | 310.45        | -10.86             | 1.737                  | 23.11    |
| 42          | 18       | 29     | 80.00           | 6.70               | -80.00        | -7.90              | 0.002                  | 0.03     |
| 43          | 19       | 23     | -125.99         | -70.71             | 126.12        | 46.07              | 0.130                  | 1.68     |
| 44          | 19       | 25     | -277.67         | -66.82             | 280.81        | -67.77             | 3.138                  | 22.19    |
| 45          | 20       | 21     | -232.54         | -32.92             | 232.68        | 20.24              | 0.138                  | 1.75     |
| 46          | 21       | 27     | -424.13         | 17.25              | 425.30        | -39.96             | 1.172                  | 20.57    |
| 47          | 21       | 27     | -424.13         | 17.25              | 425.30        | -39.96             | 1.172                  | 20.57    |
| 48          | 21       | 28     | 423.08          | -68.51             | -421.10       | 53.48              | 1.976                  | 25.59    |
| 49          | 23       | 25     | -225.11         | -49.58             | 226.80        | -63.87             | 1.694                  | 15.53    |
| 50          | 23       | 30     | 318.56          | -49.21             | -316.20       | -11.41             | 2.358                  | 30.59    |
| 51          | 23       | 30     | 351.12          | -45.82             | -348.50       | -3.63              | 2.625                  | 33.71    |
| Total:      |          |        |                 |                    |               |                    | 74.605                 | 942.75   |

Figura 4.14 Resultados de la corrida de flujos de potencia con la herramienta Matpower de MATLAB.



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```

MATPOWER Version 5.1, 20-Mar-2015 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.03 seconds

=====
|      System Summary      |
=====

How many?          How much?          P (MW)          Q (MVar)
-----
Buses              30      Total Gen Capacity  8491.6          -3915.8 to 3986.1
Generators         10      On-line Capacity  8491.6          -3915.8 to 3986.1
Committed Gens     10      Generation (actual) 7576.0          -535.9
Loads              27      Load              7501.4          97.6
  Fixed            27      Fixed              7501.4          97.6
  Dispatchable     0      Dispatchable       -0.0 of -0.0    -0.0
Shunts             14      Shunt (inj)        -0.0            -2440.9
Branches           51      Losses (I^2 * Z)    74.60           942.75
Transformers        0      Branch Charging (inj) -              4017.1
Inter-ties          0      Total Inter-tie Flow 0.0             0.0
Areas              1

                                Minimum          Maximum
-----
Voltage Magnitude  0.993 p.u. @ bus 13      1.029 p.u. @ bus 14
Voltage Angle      -19.81 deg @ bus 2       2.08 deg @ bus 27
P Losses (I^2*R)   -              7.01 MW @ line 11-19
Q Losses (I^2*X)   -              93.73 MVar @ line 11-19
  
```

Figura 4.15 Resultados de la corrida de flujos de potencia con la herramienta Matpower de MATLAB.

Tabla 4.10 Resultados obtenidos en la corrida de flujos con MATLAB

| No. | Subestación | Voltaje  |          | Generación |          | Carga  |          |
|-----|-------------|----------|----------|------------|----------|--------|----------|
|     |             | Mag [pu] | Ang [pu] | P [MW]     | Q [MVar] | P [MW] | Q [MVar] |
| 1   | TTE         | 1.03     | -0.650*  | 1731.23    | 30.21    | 980.4  | -122.4   |
| 2   | CBE         | 1.016    | -18.651  | -          | -        | -      | -        |
| 3   | CHM         | 1.029    | -7.241   | -          | -        | 76     | 54       |
| 4   | CTS         | 1.028    | -6.014   | -          | -        | 121.1  | 57.3     |
| 5   | CYR         | 1.014    | -11.52   | -          | -        | 5.8    | -9.5     |
| 6   | CZM         | 1.013    | -11.505  | -          | -        | -      | -        |
| 7   | EDO         | 1.023    | -8.51    | 0          | 9.1      | 73.5   | 7.8      |
| 8   | IDB         | 1.029    | -6.14    | -          | -        | 15     | 5        |
| 9   | IPO         | 1.017    | 3.406    | 675.1      | 4.3      | 0      | 184.9    |
| 10  | JUI         | 1.025    | -1.847   | 96.2       | 35.9     | -      | -        |
| 11  | LAV         | 0.995    | -2.328   | 1500       | -291.3   | 195.6  | 4.9      |
| 12  | LRP         | 1.01     | -14.166  | -          | -        | 323    | 11.9     |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|    |     |       |               |                |                |               |             |
|----|-----|-------|---------------|----------------|----------------|---------------|-------------|
| 13 | MFA | 0.993 | -5.349        | -              | -              | 521.8         | 24.6        |
| 14 | MID | 1.029 | -6.129        | -              | -              | 195.6         | 48.4        |
| 15 | ANG | 1.019 | 3.856         | 640            | 2.22           | 170.2         | -9.1        |
| 16 | MPS | 1.02  | -1.47         | 775            | -68.88         | 130.9         | -6.9        |
| 17 | MPT | 1.005 | -15.07        | -              | -              | 220.8         | 63.7        |
| 18 | OJP | 1.014 | -13.4         | -              | -              | 116.7         | 74.7        |
| 19 | PBD | 1.011 | -13.758       | -              | -              | 377.4         | 13.6        |
| 20 | PPT | 1.024 | -3.269        | -              | -              | 179.2         | 11.6        |
| 21 | PRD | 1.026 | -3.037        | -              | -              | 192.5         | -38.1       |
| 22 | SAB | 1.013 | 2.563         | -              | -              | 205.8         | 22.8        |
| 23 | TCL | 1.017 | -13.129       | -              | -              | 329.6         | 22.1        |
| 24 | THP | 1.012 | -2.478        | -              | -              | 245.8         | -25.4       |
| 25 | TMD | 1.022 | -8.861        | 0              | 20.92          | 156.8         | -26.6       |
| 26 | TSP | 1.025 | -6.863        | -              | -              | 798.4         | -59.1       |
| 27 | MMT | 1.01  | 2.869         | 1560           | -237.46        | 103.7         | 14.9        |
| 28 | TUV | 1.023 | -6.416        | 600            | -35.87         | 1021.1        | -269.2      |
| 29 | TYS | 1.014 | -13.42        | -              | -              | 80            | 7.9         |
| 30 | YTP | 1.015 | -18.648       | -              | -              | 664.7         | 33.8        |
|    |     |       | <b>Total:</b> | <b>7577.53</b> | <b>-530.87</b> | <b>7501.4</b> | <b>97.6</b> |

En esta corrida de flujos se detectan penalizaciones de voltaje en las subestaciones LAV con 0.995 pu (398 kV) y MFA con 0.993 pu (397.2 kV).

#### 4.4.1 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PSO A LA RED DE 400 kV DE LA GCRO EN DEMANDA MÁXIMA.

La optimización PSO aplicada a la red de 400 kV de la GCRO consistió en 50 iteraciones, 50 partículas y con factores de aprendizaje de  $C_1=0.01$  y  $C_2=0.1$ .

Durante todo el proceso de la optimización no se tuvieron penalizaciones en Pbest y Gbest tanto de voltaje como de reactivos obtenidos por las fuentes de potencia reactiva debido a las restricciones que tiene el código de MATLAB de no aceptar una solución que viole límites definidos. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en la iteración 50.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Tabla 4.11 Resultados de obtenidos en la iteración 50 del método de PSO

| No. | Subestación | Voltaje  |          | Generación    |                | Carga          |               |             |
|-----|-------------|----------|----------|---------------|----------------|----------------|---------------|-------------|
|     |             | Mag (pu) | Mag (kV) | Ang (deg)     | P (MW)         | Q (MVar)       | P (MW)        | Q (MVar)    |
| 1   | TTE         | 1.027    | 410.8    | -0.650*       | 1727.82        | -42.9          | 980.4         | -122.4      |
| 2   | CBE         | 1.036    | 414.4    | -17.855       | -              | -              | -             | -           |
| 3   | CHM         | 1.042    | 416.8    | -6.804        | -              | -              | 76            | 54          |
| 4   | CTS         | 1.041    | 416.4    | -5.614        | -              | -              | 121.1         | 57.3        |
| 5   | CYR         | 1.037    | 414.8    | -11.021       | -              | -              | 5.8           | -9.5        |
| 6   | CZM         | 1.036    | 414.4    | -11.006       | -              | -              | -             | -           |
| 7   | EDO         | 1.037    | 414.8    | -8.029        | 0              | -32.85         | 73.5          | 7.8         |
| 8   | IDB         | 1.041    | 416.4    | -5.736        | -              | -              | 15            | 5           |
| 9   | IPO         | 1.038    | 415.2    | 3.452         | 675.1          | 4.3            | 0             | 184.9       |
| 10  | JUI         | 1.045    | 418      | -1.59         | 96.2           | 35.9           | -             | -           |
| 11  | LAV         | 1.033    | 413.2    | -2.465        | 1500           | -141.11        | 195.6         | 4.9         |
| 12  | LRP         | 1.03     | 412      | -13.548       | -              | -              | 323           | 11.9        |
| 13  | MFA         | 1.032    | 412.8    | -5.269        | -              | -              | 521.8         | 24.6        |
| 14  | MID         | 1.041    | 416.4    | -5.726        | -              | -              | 195.6         | 48.4        |
| 15  | ANG         | 1.029    | 411.6    | 3.935         | 640            | -152.24        | 170.2         | -9.1        |
| 16  | MPS         | 1.031    | 412.4    | -1.188        | 775            | -283.45        | 130.9         | -6.9        |
| 17  | MPT         | 1.025    | 410      | -14.416       | -              | -              | 220.8         | 63.7        |
| 18  | OJP         | 1.033    | 413.2    | -12.787       | -              | -              | 116.7         | 74.7        |
| 19  | PBD         | 1.031    | 412.4    | -13.155       | -              | -              | 377.4         | 13.6        |
| 20  | PPT         | 1.029    | 411.6    | -3.283        | -              | -              | 179.2         | 11.6        |
| 21  | PRD         | 1.027    | 410.8    | -3.043        | -              | -              | 192.5         | -38.1       |
| 22  | SAB         | 1.035    | 414      | 2.633         | -              | -              | 205.8         | 22.8        |
| 23  | TCL         | 1.037    | 414.8    | -12.545       | -              | -              | 329.6         | 22.1        |
| 24  | THP         | 1.022    | 408.8    | -2.273        | -              | -              | 245.8         | -25.4       |
| 25  | TMD         | 1.035    | 414      | -8.368        | 0              | -113.75        | 156.8         | -26.6       |
| 26  | TSP         | 1.036    | 414.4    | -6.462        | -              | -              | 798.4         | -59.1       |
| 27  | MMT         | 1.037    | 414.8    | 2.904         | 1560           | 155.09         | 103.7         | 14.9        |
| 28  | TUV         | 1.018    | 407.2    | -6.41         | 600            | -73.81         | 1021.1        | -269.2      |
| 29  | TYS         | 1.033    | 413.2    | -12.806       | -              | -              | 80            | 7.9         |
| 30  | YTP         | 1.036    | 414.4    | -17.853       | -              | -              | 664.7         | 33.8        |
|     |             |          |          | <b>Total:</b> | <b>7574.12</b> | <b>-644.82</b> | <b>7501.4</b> | <b>97.6</b> |

En la tabla anterior comprobamos que la optimización respecto límites de voltaje y límites de suministro de potencia reactiva mientras que el nodo slack (S.E. TTE) tuvo una reducción en la aportación de potencia activa lo que quiere decir que hay un ahorro de potencia activa.



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

La optimización constó de 50 iteraciones sin embargo solo se graficaron 30 debido después de esta iteración ya era imperceptible la reducción de potencia activa.

Aplicando el método de PSO a la red de 400 kV de la GCRO se obtiene una reducción en las pérdidas de potencia activa de 1.89 MW como puede observarse en la siguiente gráfica, donde podemos observar la evolución del método PSO para el beneficio de reducción de las pérdidas de potencia activa en el sistema de estudio:

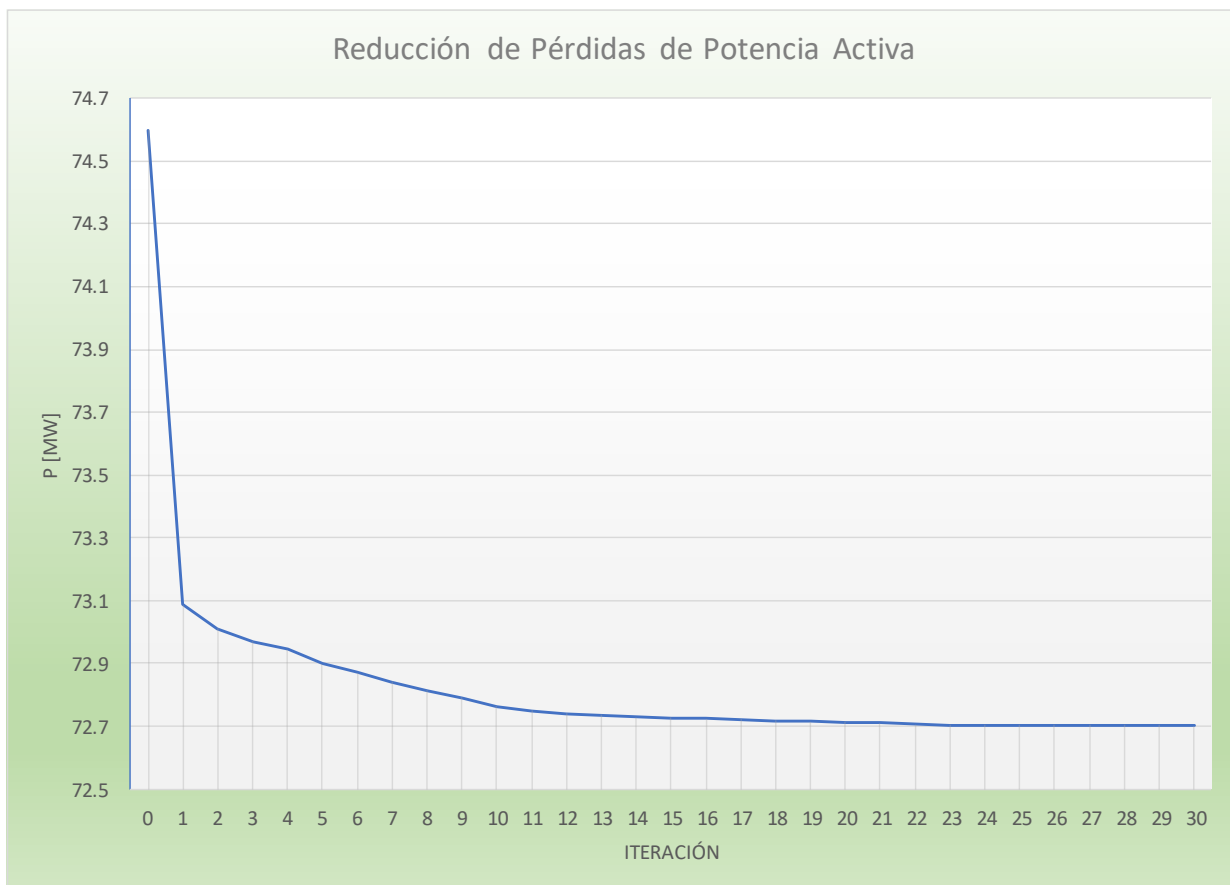


Figura 4.16 Comportamiento de la reducción de pérdidas de P en la red de 400 kV de la GCRO aplicando PSO

En la gráfica anterior el método de PSO tiene su mayor impacto desde la iteración 1 hasta la iteración 15 sin embargo se eligió la iteración 18 como la más óptima por ser la que menos reactivos ocupa para mantener los niveles de voltaje dentro de límites aceptables.



Hasta este momento podemos decir que realmente fue beneficioso el uso del método de optimización PSO ya que se redujeron las pérdidas de potencia activa respetando los límites tanto de voltaje como capacidades de suministro de potencia reactiva de cada máquina, ahora analizaremos de forma más detenida la administración de cada fuente de potencia reactiva.

#### 4.4.2 COMPORTAMIENTO DE LOS RECURSOS DE POTENCIA REACTIVA Y PERFILES DE VOLTAJE ANTE LA APLICACIÓN DE PSO.

En este apartado se presentan las gráficas que muestran el comportamiento de los perfiles de voltaje de cada bus y la administración de potencia reactiva para la reducción de pérdidas de potencia activa en la red de estudio.

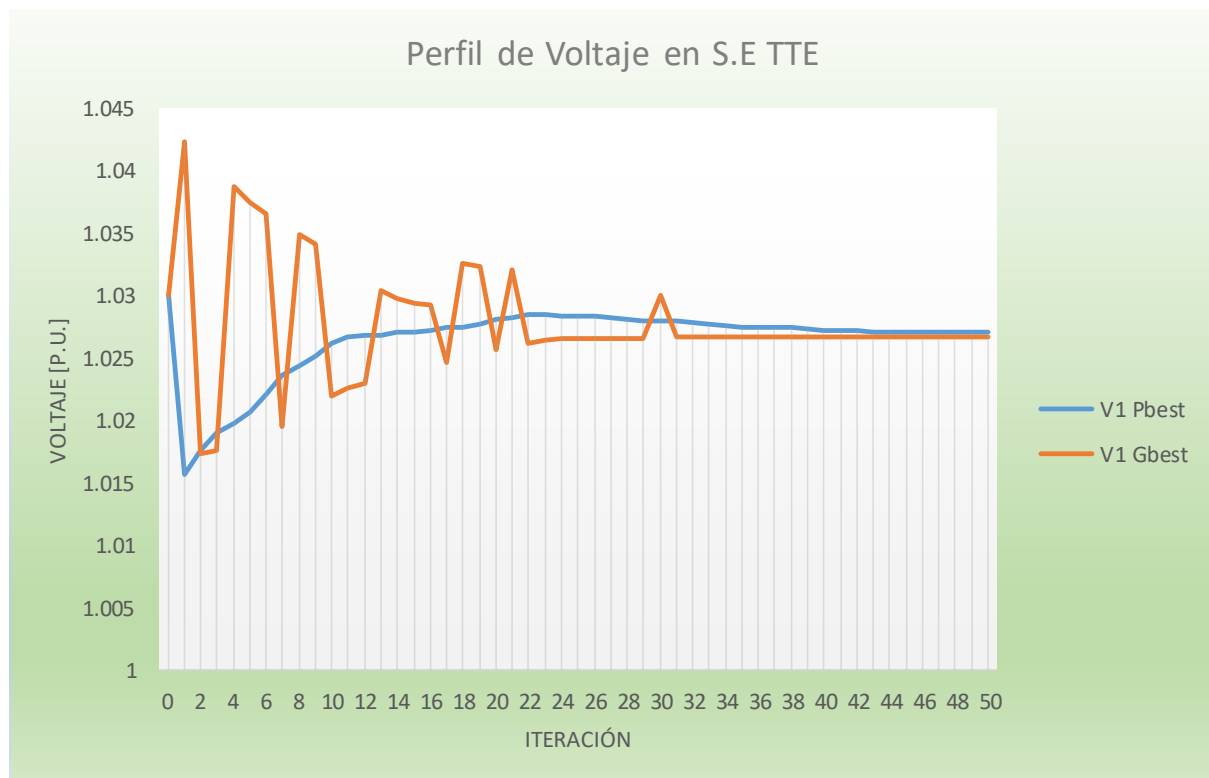


Figura 4.17 Comportamiento del perfil de voltaje V1 Pbest y Gbest de la S.E. TTE



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Del mismo modo que el caso de prueba de 30 nodos IEEE, en este sistema se observa que la primera iteración es la que tiene una búsqueda más dispersa debido a que su velocidad y memoria son cero únicamente para esta iteración.

En la gráfica anterior se observa el comportamiento de la mejor solución local (Pbest) así como la mejor solución global (Gbest) en cada iteración. V1 Gbest tiene un comportamiento muy abrupto sin embargo lleva la misma tendencia que V1 Pbest.

El comportamiento suave de la gráfica de V1 Pbest se debe a que la búsqueda no es tan agresiva, es decir, tenemos valores pequeños de las constantes de aprendizaje  $C_1=0.01$  y  $C_2=0.1$  a propósito de que el espacio de búsqueda sea explorado más abiertamente por las partículas. Mientras que el comportamiento abrupto de la gráfica V1 Gbest se debe a que se evalúan todas las partículas de la iteración y se elige a la más óptima, en la siguiente iteración puede ser que V1 Gbest no se actualice porque en la iteración anterior se tuvo un mejor desempeño por lo que la gráfica mantendrá su valor que puede cambiar bruscamente en la siguiente iteración al obtener mejores resultados.

Como se había mencionado anteriormente, en la iteración 18 se tiene la eficiencia más aceptable por lo que V1 Gbest tiene un valor final de 1.0326 p.u. (413.04 kV) y está dentro de los límites de voltaje permitidos.

A continuación se grafican V Pbest y V Gbest para las diez subestaciones que cuentan con recursos de potencia reactiva.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

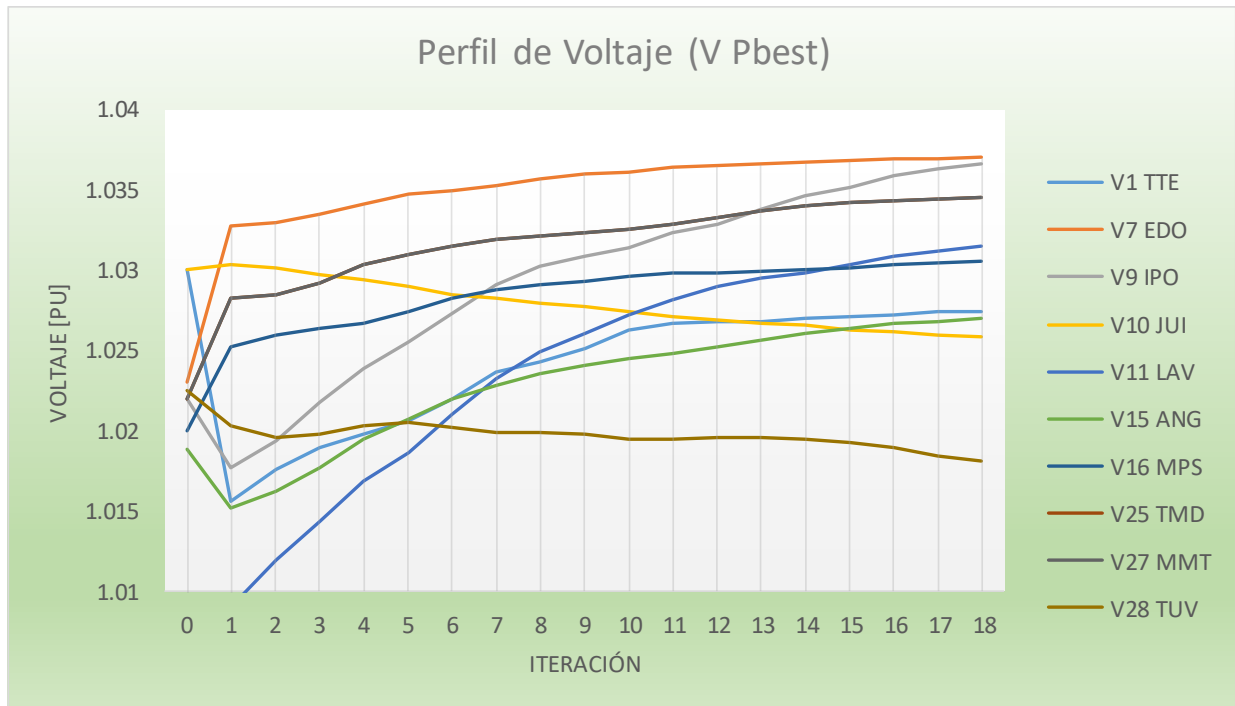


Figura 4.18 Comportamiento del perfil de voltaje local de los nodos que participan en la optimización.

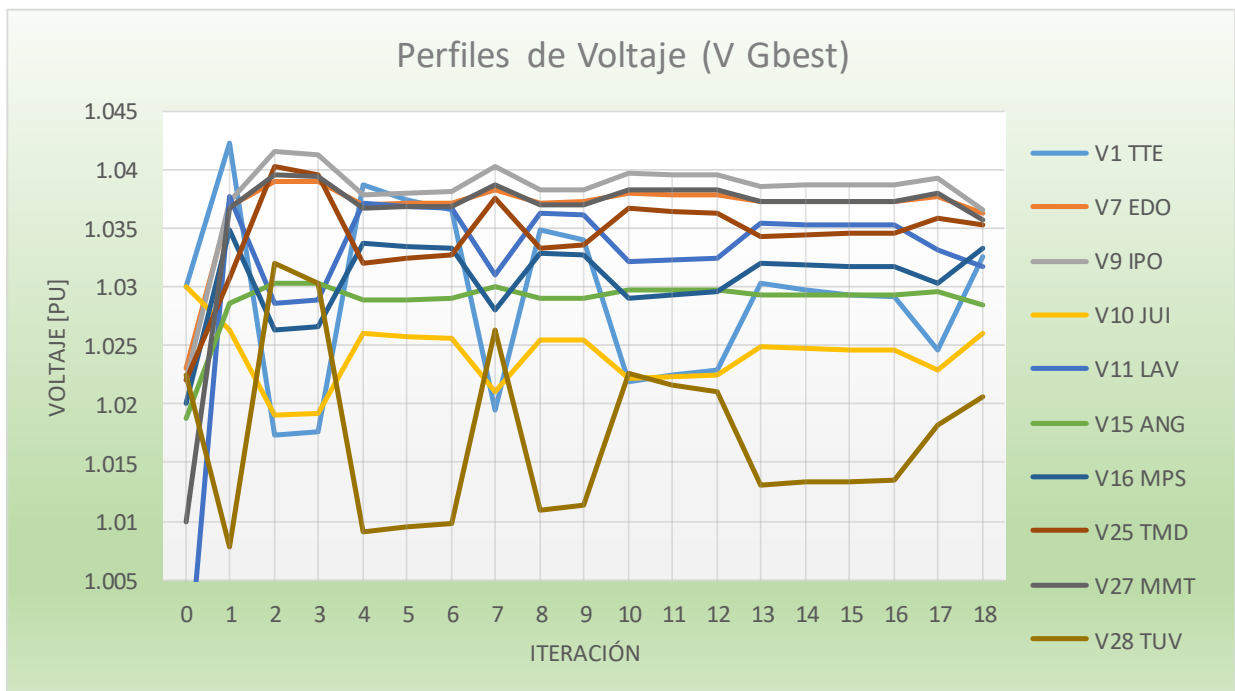


Figura 4.19 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

En la gráfica anterior se observan los comportamientos de los perfiles de voltaje de cada nodo que participa en la optimización PSO. En la gráfica destacan las subestaciones: ANG, MMT, MPS, LAV y TMD que tienen un cambio significativo en el voltaje final con respecto al voltaje inicial por lo que se esperaría que en esos nodos la absorción o aportación de potencia reactiva sea significativa según sea el caso.

Ahora vamos a observar el comportamiento tanto del perfil de voltaje de las subestaciones anteriormente mencionadas así como la administración de potencia reactiva  $Q$  en comparación con la reducción de las pérdidas de potencia activa  $P$  en el sistema durante la evolución del método PSO.

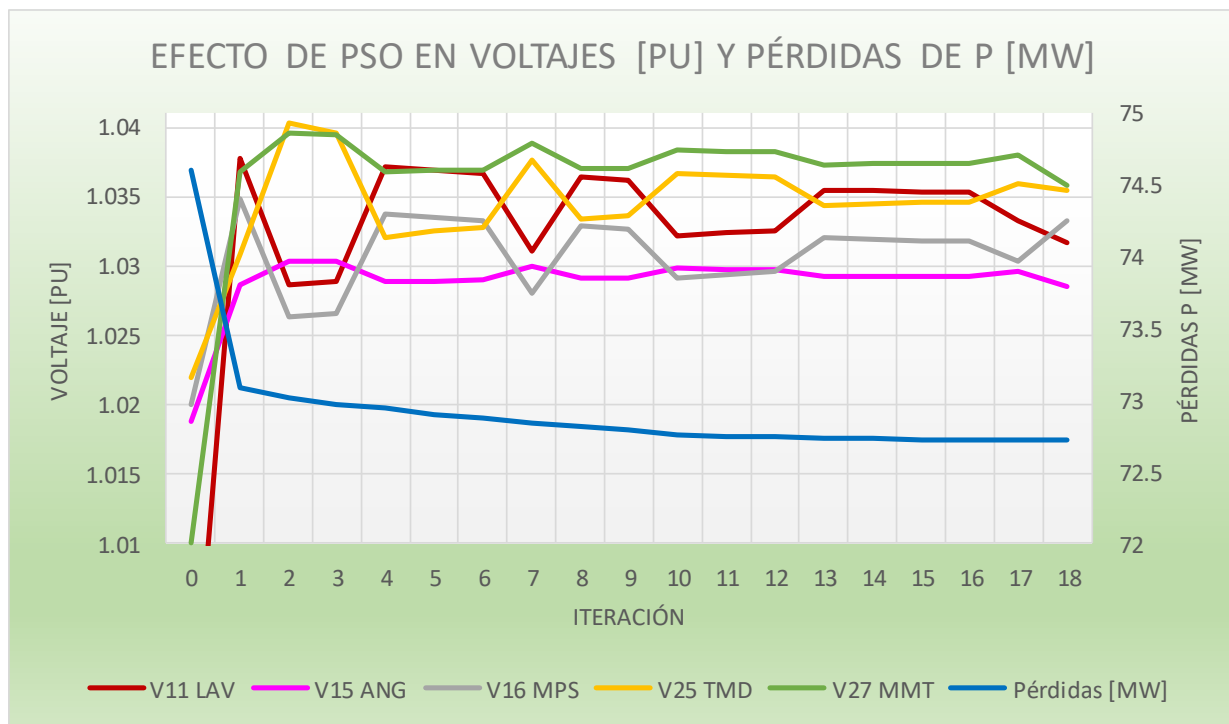


Figura 4.20 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

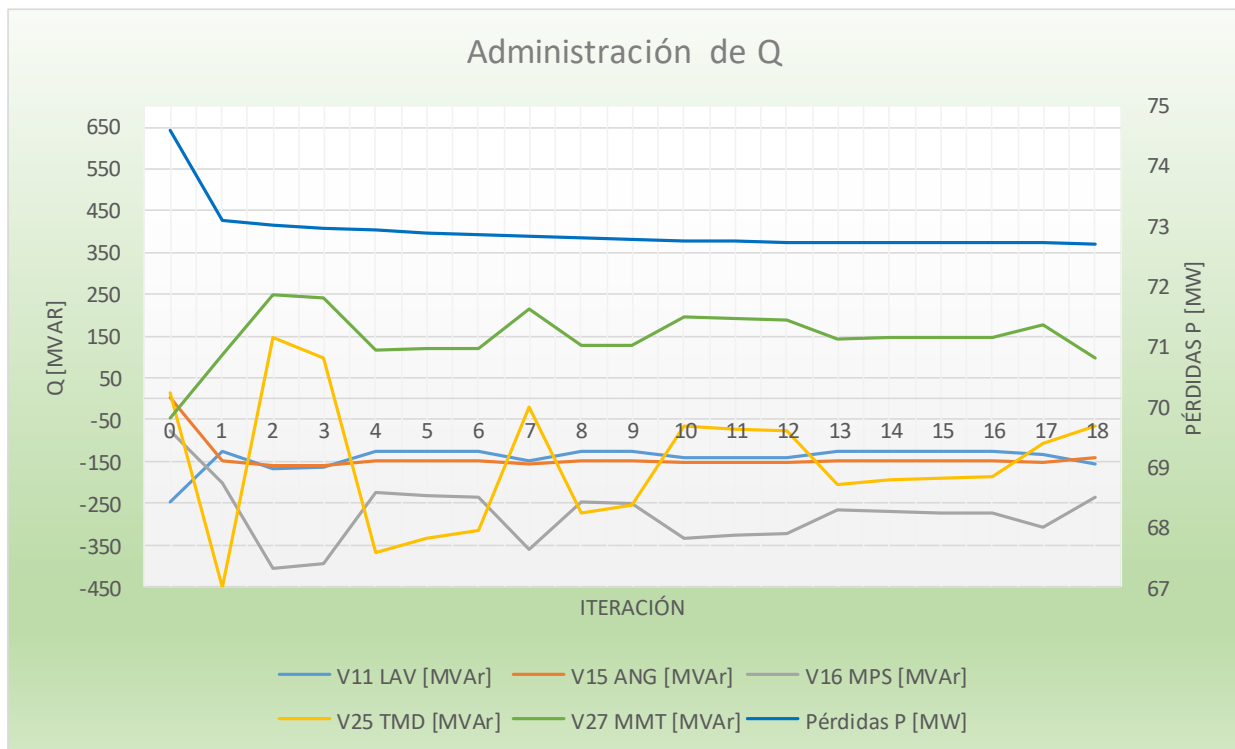


Figura 4.21 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización

Como era de esperarse para mantener un perfil de voltaje dentro de la banda de voltaje permitido y reducir pérdidas del sistema requiere de un aumento en el suministro de potencia reactiva, sin embargo, en las nuevas estructuras de los sectores eléctricos es decir en mercados eléctricos reducir pérdidas de potencia activa es económicamente más redituable.

Ahora vamos a analizar cómo quedó la administración de potencia reactiva después de la optimización.



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

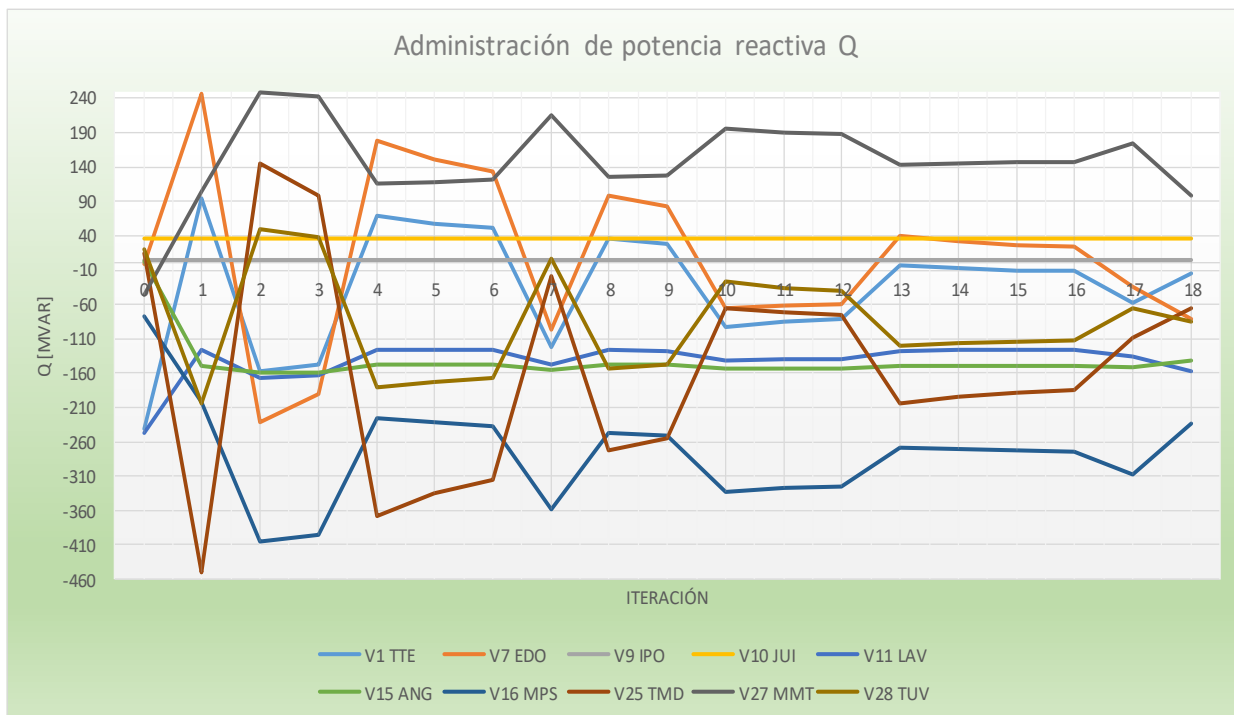


Figura 4.22 Comportamiento del perfil de voltaje global de los nodos que participan en la optimización

En la gráfica anterior, se observa que efectivamente el suministro de potencia reactiva fue necesario y es notable en las subestaciones LAV, ANG, MPS TMD y MMT.

Cabe resaltar que de éstas subestaciones la que aporta menos reactivos en comparación a las demás es la S.E. TMD y es debido a su ubicación dentro de la red ya existe proximidad eléctrica con las con recursos de potencia reactiva y debido a que la potencia reactiva tiene impacto en el voltaje de forma local, la S.E. TMD obtiene el beneficio en su perfil de voltaje debido al suministro de reactivos de las subestaciones a su alrededor.

Finalmente la siguiente gráfica nos permite observar el comportamiento de los voltajes de las Subestaciones LAV, ANG, MPS, TMD y MMT en kV y la potencia reactiva total necesaria para mantener los perfiles dentro de la banda de voltaje así como los reactivos aportados como los absorbidos en cada iteración.



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

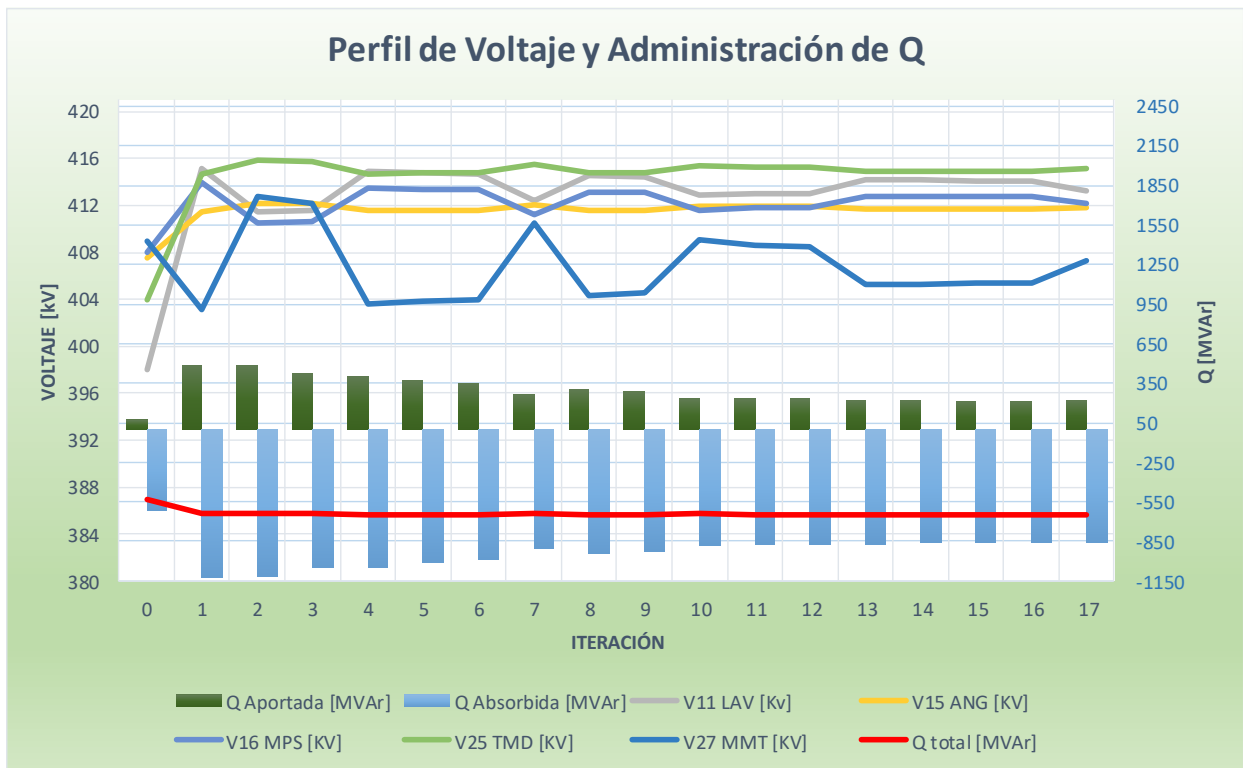


Figura 4.23 Comportamiento del perfil de voltaje global y suministro de reactivos de los nodos que participan en la optimización

En la siguiente tabla se realiza una comparación entre los parámetros obtenidos con la simulación en MATLAB sin PSO y con PSO.

Tabla 4.12 Resultados de obtenidos con PSO y sin PSO

| Subestación | Sin PSO  |        | Con PSO  |        |
|-------------|----------|--------|----------|--------|
|             | Q [MVar] | V [kV] | Q [MVar] | V [kV] |
| V1 TTE      | 30.21    | 412    | -14.57   | 413.0  |
| V7 EDO      | 9.1      | 409.2  | -81.78   | 414.6  |
| V9 IPO      | 4.3      | 406.8  | 4.30     | 414.7  |
| V10 JUI     | 35.9     | 410    | 35.90    | 410.4  |
| V11 LAV     | -291.3   | 398    | -157.76  | 412.7  |
| V15 ANG     | 2.22     | 407.6  | -141.57  | 411.4  |
| V16 MPS     | -68.88   | 408    | -234.13  | 413.3  |
| V25 TMD     | 20.92    | 408.8  | -65.08   | 414.2  |
| V27 MMT     | -237.46  | 404    | 97.62    | 414.3  |
| V28 TUV     | -35.87   | 414.7  | -85.79   | 408.3  |
| Suma        | -530.86  |        | -642.86  |        |



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Tabla 4.13 Suministro de reactivos por cada unidad

| Bus     | Reactivos por Unidad [MVar] |       |       |       |       |      | Condensador<br>Síncrono | Observaciones                                    |
|---------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------------------------|--------------------------------------------------|
|         | U1                          | U2    | U3    | U4    | U5    | U6   |                         |                                                  |
| TTE-400 | -                           | -     | -     | -     | -     | -    | -                       | FET,EAT y EST absorben<br>-14.57 en total en TTE |
| EDO-400 | -                           | -     | -     | -     | -     | -    | - 81.8                  | -                                                |
| IPO-400 | -                           | -     | -     | -     | -     | -    | 4.3                     | -                                                |
| LAV-400 | -78.9                       | -78.9 | -     | -     | -     | -    | -                       | -                                                |
| ANG-400 | -35.4                       | -35.4 | -35.4 | -35.4 | -     | -    | -                       | -                                                |
| MPS-400 | -46.8                       | -46.8 | -46.8 | -46.8 | -46.8 | -    | -                       | -                                                |
| TMD-400 | -                           | -     | -     | -     | -     | -    | - 65.1                  | -                                                |
| MMT-400 | 16.3                        | 16.3  | 16.3  | 16.3  | 16.3  | 16.3 | -                       | -                                                |
| TUV-400 | -42.9                       | -42.9 | -     | -     | -     | -    | -                       | -                                                |

En resumen, el primer caso requiere de un suministro de potencia reactiva de +102.65 Mvar y -633.51 Mvar y con PSO se requiere de +137.82 y -779.68 sin embargo, el primer caso tiene penalizaciones en las subestaciones LAV (398 kV) y MFA (397.2 kV) por lo que requiere de una compensación mayor con lo que se reduciría la diferencia entre ambos casos.

#### 4.4.3 COSTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN GENERADORES DE LA RED DE 400 kV DE LA GCRO

Utilizando la teoría descrita en el capítulo 1, sección 1.8 se obtienen los costos de la potencia reactiva en cada fuente de potencia reactiva, el código de Matlab que obtiene el costo de la potencia reactiva puede consultarse en el Apéndice B.

A continuación se muestra el costo de potencia reactiva en los buses con recursos de potencia reactiva, cabe resaltar que por experiencias internacionales los costos por uso de elementos como capacitores serie y paralelo, reactores y CEV's (elementos que no generan Potencia Activa) suelen ser aplicados a los costos por servicio de transmisión debido a que estos elementos no tienen pérdidas por costos de oportunidad, por lo que los costos de potencia reactiva en nuestra red son:



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Tabla 4.14 Costo de Potencia Reactiva en la red de 400 kV de la GCRO

| Subestación  | Sin PSO<br>[\$/MVar] | Con PSO<br>[\$/MVar] |
|--------------|----------------------|----------------------|
| <b>TTE</b>   | 0.4471               | 2.9361               |
| <b>EDO</b>   | -                    | -                    |
| <b>IPO</b>   | -                    | -                    |
| <b>JUI</b>   | -                    | -                    |
| <b>LAV</b>   | 47.1425              | 8.7783               |
| <b>ANG</b>   | 0.0032               | 21.6152              |
| <b>MPS</b>   | 2.3863               | 38.2273              |
| <b>TMD</b>   | -                    | -                    |
| <b>MMT</b>   | 14.3953              | 5.7967               |
| <b>TUV</b>   | 0.8279               | 1.4133               |
| <b>TOTAL</b> | 65.2023              | 78.7669              |

La diferencia de [\$/MVar] entre estos dos casos es de 13.5646 [\$/MVar], siendo mayor el costo para el despacho propuesto con la optimización PSO, sin embargo, como lo cita el autor HAO en [12], el precio marginal de la potencia reactiva es generalmente inferior al 1% del precio marginal de la potencia activa, por lo que la reducción de pérdidas de potencia activa que sea ha logrado con la optimización PSO supera los beneficios contra el mayor costo de potencia reactiva que se ha logrado con PSO.



## CAPÍTULO 5

# CONCLUSIONES, CONTRIBUCIONES, RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

### 5.1 CONCLUSIONES

De acuerdo a lo desarrollado en éste trabajo de tesis, se obtuvieron las siguientes conclusiones, las cuales se presentan a continuación.

1. México está dando sus primeros pasos en el camino de los mercados energía liberados desde el año 2013 tras la modificación de la ley de la industria eléctrica por lo que en el documento Código de Red se establecen los requisitos y obligaciones de cada participante. Actualmente el servicio de potencia reactiva para control de voltaje y reserva de potencia reactiva es una obligación de cada participante y cada recurso es utilizado por el operador de sistema del CENACE para beneficio de la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica. Sin embargo, la tendencia internacional es que se creen mercados de servicios auxiliares por lo que México debe analizar cada metodología para que cada participante tenga un pago justo.
2. En este trabajo se propone una metodología para la gestión de potencia reactiva mediante la optimización de este servicio con la técnica heurística de PSO obteniendo como beneficio la reducción de pérdidas en el sistema eléctrico sin sacrificar la banda de voltaje establecido en cada nodo.
3. El método de optimización PSO fue validado con una red de prueba de 30 nodos de la IEEE y posteriormente fue aplicado a la red de 400 kV de la GCRO obteniendo reducción de pérdidas en el sistema de 1.89 MW manteniendo dentro de banda de voltaje permitida cada bus y sin llevar al máximo el suministro de reactivos de cada fuente de potencia reactiva.
4. Una de las ventajas de utilizar un método de optimización es que se consiguen soluciones aceptables con poco esfuerzo computacional. En el caso de la red de prueba de 30 nodos de la IEEE se obtuvo la solución en la iteración 30 mientras



que para la red de 400 kV de la GCRO se obtuvo su optimización en la iteración 18.

5. El método de optimización PSO toma en cuenta su posición actual para continuar su exploración en el espacio de búsqueda por lo que aunque es una exploración aleatoria lleva su búsqueda de forma controlada tomando en cuenta las mejores soluciones que ha conseguido anteriormente. Los factores de aprendizaje  $C1$  y  $C2$  son de gran importancia ya que definen el tipo de búsqueda que uno necesita para la solución de su sistema, en este caso se requirió de factores de aprendizaje pequeños ( $C1=0.01$ ,  $C2=0.1$ ) para una búsqueda más dispersa.
6. Se demostró que el método de optimización PSO resulta ser una herramienta práctica de ser utilizada ya que no es necesario modelar toda la red eléctrica para su funcionamiento y esto radica básicamente en el impacto local de la potencia reactiva, es decir, se puede optimizar las redes de distintos niveles de voltaje que pertenecen a una misma Gerencia de Control de forma separada.
7. Una vez obtenido el despacho de potencia activa de la red se puede realizar el despacho de potencia reactiva, en el caso de México en donde no se tiene aún definido un mercado de potencia reactiva solo es necesario que las unidades suministren los reactivos solicitados. En un futuro cuando se defina un mercado de potencia reactiva se podrá tomar en cuenta el precio de cada participante para definir el despacho de potencia reactiva.

## 5.2 CONTRIBUCIONES

En el desarrollo de éste trabajo de investigación, se obtuvieron las siguientes contribuciones:

1. Se utilizó un programa en MATLAB para la gestión de potencia reactiva utilizando el método de optimización PSO, este programa reduce pérdidas de potencia activa del sistema realizando varias combinaciones aleatorias de perfiles de voltaje en nodos con recursos de potencia reactiva y resolviendo flujos potencia para después realizar otras búsquedas y obtener la más aceptable con la premisa de respetar la banda de voltaje establecida.



### 5.3 RECOMENDACIONES

En función a la investigación realizada en ésta tesis se desprenden las siguientes recomendaciones:

1. El código de Matlab permite reducir pérdidas de potencia activa y mantener niveles de voltaje dentro de banda permitida, sin embargo fue necesario analizar las últimas iteraciones para determinar que iteración era la que menos reactivos ocupaba para la solución, por lo que se puede continuar el código con un ciclo donde se analice automáticamente el uso de reactivos y se escoja el más viable de forma automática.
2. Modelar la base de datos hasta el bus de baja de los transformadores de potencia de transmisión para que se pueda utilizar el ajuste de los cambiadores de tap dentro de la optimización.
3. Optimizar una red completa por Zona de Operación de Transmisión (ZOT) para que se pueda utilizar el ajuste de los cambiadores de TAP, la conexión y desconexión de capacitores.

### 5.4 TRABAJOS FUTUROS

Derivado de éste trabajo de tesis se consideran como extensión de la misma los siguientes trabajos futuros:

1. Los servicios de potencia reactiva para el control de voltaje y reserva de potencia reactiva son indispensables para la confiabilidad y seguridad de un sistema eléctrico por lo que es necesario que todo participante del mismo cumpla con sus requisitos y obligaciones, sin embargo, el impacto de la potencia reactiva es local y como pudimos observar en esta tesis existen unidades de las que se requiere el suministro de potencia reactiva con mayor frecuencia. En un mercado energía liberado resulta justo y beneficioso incentivar a estas unidades por el servicio proporcionado por lo que es necesario un análisis exhaustivo de las experiencias internacionales y comparar varias formas de pago por este servicio.
2. Obtener datos en tiempo real para definir el despacho de potencia reactiva después de que un elemento salga de servicio por emergencia.



## Bibliografía

- [1] K. Bhattacharya, M. H. J. Bollen y J. E. Daalder, Operation of Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [2] A. B. d. Rivero, «Electricidad, características y opciones de reforma para México,» *Análisis Económico, Universidad Autónoma Metropolitana - Unidad Azcapotzalco*, vol. XXVI, nº 61, pp. 153-173, 2011.
- [3] «[www.definicionabc.com/economia/mercado.php](http://www.definicionabc.com/economia/mercado.php),» Definición de Mercado, 2007-2017. [En línea]. [Último acceso: 24 Marzo 2017].
- [4] «[www.econolandia.es/diccionario/diccionario\\_terminos.aspc](http://www.econolandia.es/diccionario/diccionario_terminos.aspc),» Diccionario de Términos Económicos, 2017. [En línea]. [Último acceso: 24 Marzo 2017].
- [5] A. S. Sánchez, «Diplomado en Desarrollo de Competencias Generales para Ejecutivos de la Empresa Productiva del Estado, en el marco de la Reforma Energética,» eQual Business Solutions, S.A. de C.V., Julio 2014, pp. 6-70.
- [6] G. C. T. Gómez, Asignación de Costos por el servicio de Potencia Reactiva en Mercados de Energía, Instituto Tecnológico de Morelia, Tesis de Maestría, 2002.
- [7] A. L. T. García, Gestión Óptima de Potencia Reactiva en Sistemas Abiertos a la Competencia, España: Universidad de Sevilla - Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2010.
- [8] V. C. Silva, Señales de precios para la potencia reactiva en mercados descentralizados y competitivos, Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile - Escuela de Ingeniería, Tesis de Ingeniería, 2003.
- [9] T. G. CODE, «[www.nationalgrid.com/uk](http://www.nationalgrid.com/uk),» Revisión 22. [En línea]. [Último acceso: Mayo 2018].



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

- [10] N. E. G. Ramírez, «Metodología de Gestión de Potencia Reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos descentralizados,» Universidad Nacional de Colombia, 2005, pp. 1-7.
- [11] M. S. S. G. Seifossadat, «Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets Using a Sequential Linear Programming with Considered Investment Cost of Capacitors Banks,» Shahid Charam University, Ahwaz, Iran.
- [12] S. H. a. A. Papalexopoulos, «Reactive Power Pricing and Management,» *IEEE Trans.. Power System*, nº 12, pp. 95-104, 1997.
- [13] V. R. Padilla, «Industria eléctrica en México: Tensión entre el Estado y el Mercado,» *Problemas del Desarrollo, UNAM*, pp. 35-57, 2015.
- [14] «Código de Red,» *Diario Oficial de la Federación*, viernes 8 Abril 2016.
- [15] «Bases del Mercado Eléctrico,» *Diario Oficial de la Federación*, martes 8 Septiembre 2015.
- [16] CFE - CENACE, Curso de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, 2013.
- [17] J. R. P. López, Contribución a los métodos de optimización basados en procesos naturales y su aplicación a la medida de antenas en campo próximo, Universidad de Cantabria, Tesis Doctoral, 2005.
- [18] X. Kou, Particle Swarm Optimization Based Reactive Power Dispatch for Power Networks with Distributed Generation, University of Denver, Tesis de Maestría, 2015.
- [19] J. M. G. Nieto, Algoritmos Basados en Cúmulos de Partículas para la Resolución de Problemas Complejos, 2006.
- [20] R. L. Bla, Sintonización de un controlador PID usando Particle Swarm Optimization para el AGC de un Sistema Eléctrico



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Multiárea, España: Universidad de Sevilla, Tesis de Master, 2014.

- [21] J. K. M. Clerc, «The particle swarm-explosion, stability and convergence in a multidimensional complex space,» *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, nº 1, 2002.
- [22] J. P. L. Talla, Optimización de pérdidas de potencia activa en el sistema híbrido de las islas Santa Cruz y Baltra, utilizando un algoritmo de enjambre de partículas (PSO), Quito: Facultad de Ingeniería y Electrónica, Tesis de Ingeniería, 2015.
- [23] S. L. Quiroz, Estudio de estabilidad transitoria en la red de 400 kV del sistema eléctrico de potencia del área de control oriental para mejorar su confiabilidad, Cd. Puebla: Facultad de Ingeniería - BUAP, Tesis de Maestría, 2015.



# APÉNDICE A

## Código en Matlab de la red de prueba 30 nodos IEEE

A continuación se presenta la Base de Datos en Matlab de la red de prueba de 30  
nodos IEEE

```
function mpc = case_tesis_30

% CASE_IEEE30 Power flow data for IEEE 30 bus test case.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
% This data was converted from IEEE Common Data Format
% (ieee30cdf.txt) on 15-Oct-2014 by cdf2matp, rev. 2393
% See end of file for warnings generated during conversion.
%
% Converted from IEEE CDF file from:
% http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%
% 08/20/93 UW ARCHIVE          100.0  1961 W IEEE 30 Bus Test Case

% MATPOWER
% $Id: case_ieee30.m 2394 2014-10-15 20:39:39Z ray $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
%bus_i  type  Pd  Qd    Gs    Bs   area  Vm    Va   baseKV  zone  Vmax  Vmin

mpc.bus = [

1    3    0    0    0    0    1  1.06    0   132    1    1.06  0.94
2    2   21.7  12.7  0    0    1  1.043  -5.48  132    1    1.06  0.94
3    1    2.4    1.2  0    0    1  1.021  -7.96  132    1    1.06  0.94
4    1    7.6    1.6  0    0    1  1.012  -9.62  132    1    1.06  0.94
5    2   94.2   19    0    0    1  1.01   -14.37 132    1    1.06  0.94
6    1    0    0    0    0    1  1.01   -11.34 132    1    1.06  0.94
7    1   22.8   10.9  0    0    1  1.002  -13.12 132    1    1.06  0.94
8    2    30    30    0    0    1  1.01   -12.1  132    1    1.06  0.94
9    1    0    0    0    0    1  1.051  -14.38 1    1    1.06  0.94
10   1    5.8    2    0   19    1  1.045  -15.97 33    1    1.06  0.94
11   2    0    0    0    0    1  1.082  -14.39 11    1    1.06  0.94
```



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
12 1 11.2 7.5 0 0 1 1.057 -15.24 33 1 1.06 0.94
13 2 0 0 0 0 1 1.071 -15.24 11 1 1.06 0.94
14 1 6.2 1.6 0 0 1 1.042 -16.13 33 1 1.06 0.94
15 1 8.2 2.5 0 0 1 1.038 -16.22 33 1 1.06 0.94
16 1 3.5 1.8 0 0 1 1.045 -15.83 33 1 1.06 0.94
17 1 9 5.8 0 0 1 1.04 -16.14 33 1 1.06 0.94
18 1 3.2 0.9 0 0 1 1.028 -16.82 33 1 1.06 0.94
19 1 9.5 3.4 0 0 1 1.026 -17 33 1 1.06 0.94
20 1 2.2 0.7 0 0 1 1.03 -16.8 33 1 1.06 0.94
21 1 17.5 11.2 0 0 1 1.033 -16.42 33 1 1.06 0.94
22 1 0 0 0 0 1 1.033 -16.41 33 1 1.06 0.94
23 1 3.2 1.6 0 0 1 1.027 -16.61 33 1 1.06 0.94
24 1 8.7 6.7 0 4.3 1 1.021 -16.78 33 1 1.06 0.94
25 1 0 0 0 0 1 1.017 -16.35 33 1 1.06 0.94
26 1 3.5 2.3 0 0 1 1 -16.77 33 1 1.06 0.94
27 1 0 0 0 0 1 1.023 -15.82 33 1 1.06 0.94
28 1 0 0 0 0 1 1.007 -11.97 132 1 1.06 0.94
29 1 2.4 0.9 0 0 1 1.003 -17.06 33 1 1.06 0.94
30 1 10.6 1.9 0 0 1 0.992 -17.94 33 1 1.06 0.94
];
```

```
%% generator data
```

```
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1
% Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
```

```
1 260.2 -16.1 10 0 1.06 100 1 360.2 0 0 0 0 0 0 0 0
2 40 50 50 -40 1.045 100 1 140 0 0 0 0 0 0 0 0
5 0 37 40 -40 1.01 100 1 100 0 0 0 0 0 0 0 0
8 0 37.3 40 -10 1.01 100 1 100 0 0 0 0 0 0 0 0
11 0 16.2 24 -6 1.082 100 1 100 0 0 0 0 0 0 0 0
13 0 10.6 24 -6 1.071 100 1 100 0 0 0 0 0 0 0 0
];
```

```
%% branch data
```

```
%fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
```

```
mpc.branch = [
```

```
1 2 0.0192 0.0575 0.0528 0 0 0 0 0 1 -360 360
1 3 0.0452 0.1652 0.0408 0 0 0 0 0 1 -360 360
2 4 0.057 0.1737 0.0368 0 0 0 0 0 1 -360 360
3 4 0.0132 0.0379 0.0084 0 0 0 0 0 1 -360 360
2 5 0.0472 0.1983 0.0418 0 0 0 0 0 1 -360 360
2 6 0.0581 0.1763 0.0374 0 0 0 0 0 1 -360 360
4 6 0.0119 0.0414 0.009 0 0 0 0 0 1 -360 360
5 7 0.046 0.116 0.0204 0 0 0 0 0 1 -360 360
6 7 0.0267 0.082 0.017 0 0 0 0 0 1 -360 360
```



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

|    |    |        |        |        |   |   |   |       |   |   |      |     |
|----|----|--------|--------|--------|---|---|---|-------|---|---|------|-----|
| 6  | 8  | 0.012  | 0.042  | 0.009  | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 6  | 9  | 0      | 0.208  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0.978 | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 6  | 10 | 0      | 0.556  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0.969 | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 9  | 11 | 0      | 0.208  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 9  | 10 | 0      | 0.11   | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 4  | 12 | 0      | 0.256  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0.932 | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 12 | 13 | 0      | 0.14   | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 12 | 14 | 0.1231 | 0.2559 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 12 | 15 | 0.0662 | 0.1304 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 12 | 16 | 0.0945 | 0.1987 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 14 | 15 | 0.221  | 0.1997 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 16 | 17 | 0.0524 | 0.1923 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 15 | 18 | 0.1073 | 0.2185 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 18 | 19 | 0.0639 | 0.1292 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 19 | 20 | 0.034  | 0.068  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 10 | 20 | 0.0936 | 0.209  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 10 | 17 | 0.0324 | 0.0845 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 10 | 21 | 0.0348 | 0.0749 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 10 | 22 | 0.0727 | 0.1499 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 21 | 22 | 0.0116 | 0.0236 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 15 | 23 | 0.1    | 0.202  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 22 | 24 | 0.115  | 0.179  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 23 | 24 | 0.132  | 0.27   | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 24 | 25 | 0.1885 | 0.3292 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 25 | 26 | 0.2544 | 0.38   | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 25 | 27 | 0.1093 | 0.2087 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 28 | 27 | 0      | 0.396  | 0      | 0 | 0 | 0 | 0.968 | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 27 | 29 | 0.2198 | 0.4153 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 27 | 30 | 0.3202 | 0.6027 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 29 | 30 | 0.2399 | 0.4533 | 0      | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 8  | 28 | 0.0636 | 0.2    | 0.0428 | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |
| 6  | 28 | 0.0169 | 0.0599 | 0.013  | 0 | 0 | 0 | 0     | 0 | 1 | -360 | 360 |

];

%%----- OPF Data -----%%

%% generator cost data

% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn

% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0

mpc.gencost = [

|   |   |   |   |            |    |    |
|---|---|---|---|------------|----|----|
| 2 | 0 | 0 | 3 | 0.03843198 | 20 | 0; |
| 2 | 0 | 0 | 3 | 0.25       | 20 | 0; |
| 2 | 0 | 0 | 3 | 0.01       | 40 | 0; |
| 2 | 0 | 0 | 3 | 0.01       | 40 | 0; |
| 2 | 0 | 0 | 3 | 0.01       | 40 | 0; |
| 2 | 0 | 0 | 3 | 0.01       | 40 | 0; |

];



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
%% bus names
mpc.bus_name = {
    'Glen Lyn 132';
    'Claytor 132';
    'Kumis 132';
    'Hancock 132';
    'Fieldale 132';
    'Roanoke 132';
    'Blaine 132';
    'Reusens 132';
    'Roanoke 1.0';
    'Roanoke 33';
    'Roanoke 11';
    'Hancock 33';
    'Hancock 11';
    'Bus 14 33';
    'Bus 15 33';
    'Bus 16 33';
    'Bus 17 33';
    'Bus 18 33';
    'Bus 19 33';
    'Bus 20 33';
    'Bus 21 33';
    'Bus 22 33';
    'Bus 23 33';
    'Bus 24 33';
    'Bus 25 33';
    'Bus 26 33';
    'Cloverdle 33';
    'Cloverdle132';
    'Bus 29 33';
    'Bus 30 33';
};
```

A continuación se presenta el código en Matlab para obtener el despacho de potencia reactiva en el sistema y el costo de la misma.

```
%%%%%%%%%%%% Despacho de Potencia Reactiva %%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%% Caso 30 nodos "case_ieee30.m" %%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%% Tesis Maestria BUAP %%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%% 13/09/2018 %%%%%%%%%%%%%%

clear all
clc
mpopt=mpoption('ENFORCE_Q_LIMS',1) %Opción de Matpower
% para respetar límites de Q
iter=0
iteraciones=30 % Número de iteraciones
particlenumber=50 % Número de partículas que exploran el espacio de búsqueda

% Peso Inercial
w_max=0.9
w_min=0.4
```



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
w_temp=w_max
w_step=(w_max-w_min)/iteraciones

% Banda de voltaje
vol_min=0.95
vol_max=1.10

% Carga de base de datos IEEE 30 buses
[baseMVA, bus, gen, branch]=loadcase(case_tesis_30)

eval(['savecase (''case_tesis_30' num2str(1) '.mat'', baseMVA, bus, gen,
branch)']);
eval(['results',num2str(1),'=runpf(''case_tesis_30', num2str(1) '.mat'')']);
eval(['losses',num2str(1),'=sum(real(get_losses(results',num2str(1),'))')]);

%Control variables: vg1 (1.06), vg2 (1.045), vg5 (1.01), vg8 (1.07),
%vg11(1.09), vg13 (1.01)
%Control variables: tp1(6-9 0.978), tp2(6-10 0.969), tp3(4-12 0.932), tp4(28-
27 0.968)
%Control variables: shunt9(19), shunt24(4.3)

% Se genera matriz de 50(partículas) X 12(Buses) con banda de voltaje de 0.95
a 1.10
Swarm=[unifrnd(0.95,1.10,particlenumber,6), ...
unifrnd(0.975,1.025,particlenumber,4),unifrnd(0,20,particlenumber,2)]

% Se inicia PSO, 50 partículas al azar con una velocidad inicial de 0
Velocity=zeros(particlenumber,12)
for i=1:particlenumber
    v1=Swarm(i,1); %v1
    bus(1,8)=v1; %Vm, Actualiza voltaje del bus por un voltaje aleatorio
    gen(1,6)=v1; %Vg, Se actualiza voltaje del bus de generación por
        % voltaje aleatorio
    v2=Swarm(i,2); %v2
    bus(2,8)=v2;
    gen(2,6)=v2;
    v5=Swarm(i,3); %v5
    bus(5,8)=v5;
    gen(3,6)=v5;
    v8=Swarm(i,4); %v8
    bus(8,8)=v8;
    gen(4,6)=v8;
    v11=Swarm(i,5); %v11
    bus(11,8)=v11;
    gen(5,6)=v11;
    v13=Swarm(i,6); %v13
    bus(13,8)=v13;
    gen(6,6)=v13;

    branch(11,9)=Swarm(i,7); %tap1 6-9, 9 posición del tal tap aleatorio
    branch(12,9)=Swarm(i,8); %tap2 6-10
    branch(15,9)=Swarm(i,9); %tap3 4-12
    branch(36,9)=Swarm(i,10); %tap4 28-27

    bus(10,6)=Swarm(i,11); % Capacitor paralelo 10, Columna 6 (BS)
    bus(24,6)=Swarm(i,12);
```



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
% Corrida de Flujos de Potencia con Velocidad = 0, utilizando Matpower
eval(['savecase (''case_tesis_30' num2str(i) '.mat', baseMVA, bus, gen,
branch)']);
eval(['results',num2str(i),'=runpf(''case_tesis_30', num2str(i) '.mat')']);

eval(['losses',num2str(i),'=sum(real(get_losses(results',num2str(i),'))')]);

% Se verifican penalizaciones por violación de voltaje en buses
bus_inf=bus(:,8)
for bus_num=1:30
    if bus_inf(bus_num)>vol_max;
        penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-vol_max)^2;
    elseif bus_inf(bus_num)<vol_min;
        penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-vol_min)^2;
    else
        penalty_bus(bus_num)=0;
    end
end
penalty_bus_violation=sum(penalty_bus); % Evalúa la penalización de
% voltaje de bus total de la iteración

%Se verifican penalizaciones por violación de limites de Q de generación
gen_inf=gen(:,3);
for gen_num=2:6
    if gen_inf(gen_num)>gen(gen_num,4);
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,4))^2;
    elseif gen_inf(gen_num)<gen(gen_num,5);
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,5))^2;
    else
        penalty_gen(gen_num)=0;
    end
end
penalty_gen_violation=sum(penalty_gen); % Evalúa penalización de
% reactivos de gen total de la iteración

%Se verifican penalizaciones por violación en cambiadores de tap
brch_inf=[branch(11,9); branch(12,9); branch(15,9); branch(36,9)];
for brch_num=1:4
    if brch_inf(brch_num)>1.025;
        penalty_brch(brch_num)=10000*(brch_inf(brch_num)-1.025)^2;
    elseif brch_inf(brch_num)<0.975;
        penalty_brch(brch_num)=10000*(brch_inf(brch_num)-0.975)^2;
    else
        penalty_brch(brch_num)=0;
    end
end
penalty_brch_violation=sum(penalty_brch); % Evalua penalizaciones

% Se determinan pérdidas del sistema en iteración 1 con Velocidad = 0
losses(i)=eval(['losses',num2str(i)]);

% Función de Penalización: suma penalizaciones totales de la iteración
Obj_fun_initial(i)=losses(i)+penalty_bus_violation+penalty_gen_violation+penal
ty_brch_violation;
End
```



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
%%%%%%%%%%%%%% Toman valores Pbest y Gbest %%%%%%%%%%%%%%%
%%%% Pbest mejor solución local de la iteración 1
          %%%% Gbest mejor solución global de la iteración 1

for j=1:particlenumber      % Se revisan todas las partículas
    Pbest(j,:)=Swarm(j,:)   % Se guardan las posiciones como memoria para
                            % la sig iteración
    Val_Pbest(j)=Obj_fun_initial(j) % Da Valor de penalización a cada
                                % partícula
End

% Se selecciona la partícula con menor valor de penalización
[Val_Gbest,m]=min(Val_Pbest)

%%%% Val_Gbest se guarda la partícula con menos penalizaciones
Gbest=Swarm(m,:)

% Se guarda la base de datos de generación en archivo excel (Caso_prueba) de
datos de la mejor partícula de la iteración 1
filename = strcat('Caso_prueba',int2str(1),'.xlsx')
A = eval(['results',int2str(m),'.gen'])
xlRange = 'A1'
xlswrite(filename,A,'gen',xlRange)

Gbest_calc= repmat(Swarm(m,:),particlenumber,1)

% Se definen las características de la gráfica de reducción de pérdidas
% del sistema
losses_temp=zeros(1,particlenumber)
figure('NumberTitle','off','Name','Minimum Real Power Loss')
title('Minimum Real Power Loss')
ylabel('Pérdidas de Potencia Activa (MW)')
xlabel('Iteración')
grid on
hold on

%%%%%%%%% Búsqueda PSO con Velocidad modificada %%%%%%%%%%
for iter=1:iteraciones      % Número de iteraciones o búsquedas
    R1=rand(particlenumber,12); % Se generan números aleatorios para la
    %ec. 3.8, segundo término

    R2=rand(particlenumber,12); % Se generan números aleatorios para la
    %ec. 3.8, tercer término

    C1 = 0.01; % Cte. de aprendizaje para búsqueda local
    C2 = 0.1;  % Cte. de aprendizaje para búsqueda global

    % Actualización de la velocidad
    Velocity=0.729*(w_temp*Velocity+0.01*R1.*(Pbest-
    Swarm)+0.1*R2.*(Gbest_calc-Swarm))

    for v_iter=1:12
        if v_iter==12
            Outstep=Velocity(:,v_iter)>0.1;
            Velocity(find(Outstep),v_iter)=0.1;
            Outstep=Velocity(:,v_iter)<-0.1;
```



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
Velocity(find(Outstep),v_iter)=-0.1;
else Outstep=Velocity(:,v_iter)>0.003;
Velocity(find(Outstep),v_iter)=0.003;
Outstep=Velocity(:,v_iter)<-0.003;
Velocity(find(Outstep),v_iter)=-0.003;
end
end

Swarm=Swarm+Velocity % Se parte de la ultima posición y se suma la
                    % nueva velocidad

% Se realiza búsqueda PSO con velocidad modificada

for k=1:particlenumber

    v1=Swarm(k,1); %v1
    bus(1,8)=v1;
    gen(1,6)=v1;
    v2=Swarm(k,2); %v2
    bus(2,8)=v2;
    gen(2,6)=v2;
    v5=Swarm(k,3); %v5
    bus(5,8)=v5;
    gen(3,6)=v5;
    v8=Swarm(k,4); %v8
    bus(8,8)=v8;
    gen(4,6)=v8;
    v11=Swarm(k,5); %v11
    bus(11,8)=v11;
    gen(5,6)=v11;
    v13=Swarm(k,6); %v13
    bus(13,8)=v13;
    gen(6,6)=v13;

    branch(11,9)=Swarm(k,7); %tap1
    branch(12,9)=Swarm(k,8); %tap2
    branch(15,9)=Swarm(k,9); %tap3
    branch(36,9)=Swarm(k,10); %tap4

    bus(10,6)=Swarm(k,11); % Capacitor Bus 10
    bus(24,6)=Swarm(k,12); % Capacitor Bus 24

    eval(['savecase ('case_tesis_30' num2str(k) '.mat', baseMVA, bus, gen,
branch)']);
    eval(['results',num2str(k),'=runpf('case_tesis_30', num2str(k)
'.mat')']);
    eval(['losses',num2str(k),'=sum(real(get_losses(results',num2str(k),'))
'']);

    % Se verifican penalizaciones por violacion de voltaje en buses
    bus_inf=bus(:,8);
    for bus_num=1:30
        if bus_inf(bus_num)>vol_max;
            penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-vol_max)^2;
        elseif bus_inf(bus_num)<vol_min;
            penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-vol_min)^2;
        else
```



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
        penalty_bus(bus_num)=0;
    end
end
penalty_bus_violation=sum(penalty_bus);

% Se verifican penalizaciones por violación de límites de Q de generación
gen_inf=gen(:,3);
for gen_num=2:6
    if gen_inf(gen_num)>gen(gen_num,4)
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,4))^2;
    elseif gen_inf(gen_num)<gen(gen_num,5)
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,5))^2;
    else
        penalty_gen(gen_num)=0;
    end
end
penalty_gen_violation=sum(penalty_gen);

%Se verifican penalizaciones por violación en cambiadores de tap
brch_inf=[branch(11,9); branch(12,9); branch(15,9); branch(36,9)];
for brch_num=1:4
    if brch_inf(brch_num)>1.025
        penalty_brch(brch_num)=10000*(brch_inf(brch_num)-1.025)^2;
    elseif brch_inf(brch_num)<0.975
        penalty_brch(brch_num)=10000*(brch_inf(brch_num)-0.975)^2;
    else
        penalty_brch(brch_num)=0;
    end
end
penalty_brch_violation=sum(penalty_brch);

% Se determinan pérdidas del sistema de la iteración k
losses_temp(k)=eval(['losses',num2str(k)]);

% Función de Penalización: suma penalizaciones totales de la iteración
Obj_fun_temp(k)=losses_temp(k)+penalty_bus_violation+penalty_gen_violation+penalty_brch_violation;

% Se evalúan penalizaciones y pérdidas del sistema para actualizar
Pbest
    if Obj_fun_temp(k)<Val_Pbest(k)
        losses(k)=losses_temp(k);
        Val_Pbest(k)=Obj_fun_temp(k);
        Pbest(k,:)=Swarm(k,:);

        % Se guardan valores de los voltajes de los buses de interés
        V_todos(iter,1)=v1;
        V_todos(iter,2)=v2;
        V_todos(iter,3)=v5;
        V_todos(iter,4)=v8;
        V_todos(iter,5)=v11;
        V_todos(iter,6)=v13;

    end
end

% Se actualiza Gbest si existe una mejor Pbest que la iteración
```



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
% anterior
[Val_Gbest_temp,n]=min(Val_Pbest);
if Val_Gbest_temp<Val_Gbest
    Val_Gbest=Val_Gbest_temp;
    Gbest=Swarm(n,:);
    Gbest_calc= repmat(Swarm(n,:),particlenumber,1);

% Se guarda base de datos de Gbest para hacer gráficas
% posteriormente
filename = strcat('Caso_prueba',int2str(iter),'.xlsx')
A = eval(['results',int2str(n),'.gen'])
xlRange = 'A1'
xlswrite(filename,A,'gen',xlRange)

else
    filename = strcat('Caso_prueba',int2str(iter),'.xlsx')
    xlRange = 'A1'
    xlswrite(filename,A,'gen',xlRange)

end

% Se actualiza w_temp acortando el desplazamiento de cada partícula
w_temp=w_temp-w_step;

% Se gráficas las perdidas del sistema de la iteración k
Val_Gbest_rec(iter)=Val_Gbest;
plot(Val_Gbest_rec);

% Se guardan valores de los voltajes de Gbest para hacer graficas
% posteriormente
V_Buses(iter,1)=Gbest(1);
V_Buses(iter,2)=Gbest(2);
V_Buses(iter,3)=Gbest(3);
V_Buses(iter,4)=Gbest(4);
V_Buses(iter,5)=Gbest(5);
V_Buses(iter,6)=Gbest(6);

drawnow;
end
```



## APÉNDICE B

# Código en Matlab de la red de 400 kV de la GCRO

A continuación se presenta el código en Matlab para obtener el despacho de potencia reactiva en el sistema y el costo de la misma.

```
% case_oriental_CS_incluido en la LT_CG_EN_TTE
%
% Base de Datos del Área Oriental.
%
% DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2014
%
% Tesis de Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia - BUAP
%
% Nombre: Oscar Fernández Galindo

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Programa %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clear all
clc
mpopt=mpoption('ENFORCE_Q_LIMS',1) %Opción de Matpower para respetar límites
                                   % de Q

iter=0;
iteraciones=50;      % Número de iteraciones
num_particulas=50;   % Número de partículas que exploran el espacio de búsqueda

% Peso Inercial
w_max=0.9;
w_min=0.4;
w_temp=w_max;
w_paso=(w_max-w_min)/iteraciones;

% Banda de voltaje 402.8 - 419.2 kV
V_min=1.007;
V_max=1.048;

% Carga de Base de Datos de la red de la GCRO
[baseMVA, bus, gen,
branch]=loadcase(case_oriental_CS_incluido en la LT_CG_EN_TTE_slack_TTE)

% Simulación de Flujos de Potencia sin PSO

eval(['savecase (''case_oriental_CS_incluido en la LT_CG_EN_TTE_slack_TTE''
num2str(1) '.mat'', baseMVA, bus, gen, branch)']);

eval(['results',num2str(1),'=runpf(''case_oriental_CS_incluido en la LT_CG_EN_TTE_slack_TTE'',
num2str(1) '.mat'')']);
```



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
eval(['losses',num2str(1),'=sum(real(get_losses(results',num2str(1),'))')]);

% Control de variables: V1, V7, V8, V9, V10, V11, V15, V16, V25, V27, V28
% Control de variables TAP: N/A
% Control de variables - Capacitores Paralelo: N/A

% Se genera matriz de 50(partículas) X 10(Buses) con banda de voltaje de 1.007
a 1.043
Swarm=[unifrnd(1.007,1.043,num_particulas,10)];

% Se inicia PSO, 50 partículas al azar con una velocidad inicial de 0
Velocidad=zeros(num_particulas,10);
for i=1:num_particulas
    v1=Swarm(i,1); %v1
    bus(1,8)=v1; %Vm, Se actualiza Voltaje del bus por voltaje aleatorio
    gen(1,6)=v1; %Vg, Se actualiza voltaje del bus de generación por
    % voltaje aleatorio

    v7=Swarm(i,2); %v7
    bus(7,8)=v7;
    gen(2,6)=v7;
    v9=Swarm(i,3); %v9
    bus(9,8)=v9;
    gen(3,6)=v9;
    v10=Swarm(i,4); %v10
    bus(10,8)=v10;
    gen(4,6)=v10;
    v11=Swarm(i,5); %v11
    bus(11,8)=v11;
    gen(5,6)=v11;
    v15=Swarm(i,6); %v15
    bus(15,8)=v15;
    gen(6,6)=v15;
    v16=Swarm(i,7); %v16
    bus(16,8)=v16;
    gen(7,6)=v16;
    v25=Swarm(i,8); %v25
    bus(25,8)=v25;
    gen(8,6)=v25;
    v27=Swarm(i,9); %v27
    bus(27,8)=v27;
    gen(9,6)=v27;
    v28=Swarm(i,10); %v28
    bus(28,8)=v28;
    gen(10,6)=v28;

    % Corrida de Flujos de Potencia con Velocidad = 0, utilizando Matpower
    eval(['savecase (''case_oriental_CS_incluidoenaLT_CG_EN_TTE_slack_TTE''
num2str(i) '.mat'', baseMVA, bus, gen, branch)']);

    eval(['results',num2str(i),'=runpf(''case_oriental_CS_incluidoenaLT_CG_EN_TTE
_slack_TTE'', num2str(i) '.mat'')']);

    eval(['losses',num2str(i),'=sum(real(get_losses(results',num2str(i),'))')]);
```



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
%Se verifican penalizaciones por violacion de voltaje en buses
bus_inf=bus(:,8);
for bus_num=1:30
    if bus_inf(bus_num)>V_max;
        penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-V_max)^2;
    elseif bus_inf(bus_num)<V_min;
        penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-V_min)^2;
    else
        penalty_bus(bus_num)=0;
    end
end
penalty_bus_violation=sum(penalty_bus); % Evalúa la penalización de
                                         % voltaje de bus total de la iteración

%Se verifican penalizaciones por violación de limites de Q de generación
gen_inf=gen(:,3);
for gen_num=2:10
    if gen_inf(gen_num)>gen(gen_num,4);
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,4))^2;
    elseif gen_inf(gen_num)<gen(gen_num,5);
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,5))^2;
    else
        penalty_gen(gen_num)=0;
    end
end
penalty_gen_violation=sum(penalty_gen); % Evalua penalización de reactivos
% de gen total de la iteración

% Se determinan pérdidas del sistema en iteración 1 con Velocidad = 0
losses(i)=eval(['losses',num2str(i)]);

% Función de Penalización: suma penalizaciones totales de la iteración
Obj_fun_initial(i)=losses(i)+penalty_bus_violation+penalty_gen_violation;
end

%%%%%%%%%%%%%% Toman valores Pbest y Gbest %%%%%%%%%%%%%%%
%%% Pbest mejor solución local de la iteración 1
%%% Gbest mejor solución global de la iteración 1

for j=1:num_particulas          % Se revisan todas las partículas
    Pbest(j,:)=Swarm(j,:);      % Se guardan las posiciones como memoria para
% la sig iteración
    Val_Pbest(j)=Obj_fun_initial(j); % Da Valor de penalización a cada
% partícula
end

% Se selecciona la partícula con menor valor de penalización
[Val_Gbest,m]=min(Val_Pbest)

%%% Val_Gbest se guarda la partícula con menos penalizaciones
Gbest=Swarm(m,:);

% Se guarda la base de datos de generación en archivo excel (Estructura) de
datos de la mejor partícula de la iteración 1
filename = strcat('Estructura',int2str(1),'.xlsx')
A = eval(['results',int2str(m),'.gen'])
xlRange = 'A1'
```



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
xlswrite(filename,A,'gen',xlRange)

Gbest_calc= repmat(Swarm(m,:),num_particulas,1);

% Se definen las características de la gráfica de reducción de pérdidas del
% sistema
losses_temp=zeros(1,num_particulas);
figure('NumberTitle','off','Name','Reducción de Pérdidas del Sistema')
title('Pérdidas de Potencia Activa en el Sistema')
ylabel('Pérdidas de Potencia Activa (MW)')
xlabel('Iteración')
grid on
hold on

%%%%% Búsqueda PSO con Velocidad modificada %%%%%
for iter=1:iteraciones %% Número de iteraciones o búsquedas
    R1=rand(num_particulas,10); % Se generan números aleatorios para la ec.
    3.8, segundo término

    R2=rand(num_particulas,10); % Se generan números aleatorios para la ec.
    3.8, tercer término

    C1 = 0.01; % Cte. de aprendizaje para búsqueda local
    C2 = 0.1; % Cte. de aprendizaje para búsqueda global

    % Actualización de la velocidad
    Velocidad=0.729*(w_temp*Velocidad+C1*R1.*(Pbest-Swarm)+C2*R2.*(Gbest_calc-
    Swarm));

    for v_iter=1:10
        if v_iter==10
            Outstep=Velocidad(:,v_iter)>0.1;
            Velocidad(find(Outstep),v_iter)=0.1;
            Outstep=Velocidad(:,v_iter)<-0.1;
            Velocidad(find(Outstep),v_iter)=-0.1;
        else Outstep=Velocidad(:,v_iter)>0.003;
            Velocidad(find(Outstep),v_iter)=0.003;
            Outstep=Velocidad(:,v_iter)<-0.003;
            Velocidad(find(Outstep),v_iter)=-0.003;
        end
    end

    Swarm=Swarm+Velocidad; % Se parte de la ultima posición y se suma la
    % nueva velocidad

    % Se realiza búsqueda PSO con velocidad modificada
    for k=1:num_particulas

        v1=Swarm(k,1); %v1
        bus(1,8)=v1;
        gen(1,6)=v1;
        v7=Swarm(k,2); %v7
        bus(7,8)=v7;
        gen(2,6)=v7;
        v9=Swarm(k,3); %v9
```



MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE  
GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO  
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
bus(9,8)=v9;
gen(3,6)=v9;
v10=Swarm(k,4); %v10
bus(10,8)=v10;
gen(4,6)=v10;
v11=Swarm(k,5); %v11
bus(11,8)=v11;
gen(5,6)=v11;
v15=Swarm(k,6); %v15
bus(15,8)=v15;
gen(6,6)=v15;
v16=Swarm(k,7); %v16
bus(16,8)=v16;
gen(7,6)=v16;
v25=Swarm(k,8); %v25
bus(25,8)=v25;
gen(8,6)=v25;
v27=Swarm(k,9); %v27
bus(27,8)=v27;
gen(9,6)=v27;
v28=Swarm(k,10); %v28
bus(28,8)=v28;
gen(10,6)=v28;

% Se corren flujos de potencia
eval(['savecase ('case_oriental_CS_incluido en la LT_CG_EN_TTE_slack_TTE'
num2str(k) '.mat', baseMVA, bus, gen, branch)']);

eval(['results', num2str(k), '=runpf('case_oriental_CS_incluido en la LT_CG_EN_TTE
_slack_TTE', num2str(k) '.mat')']);

eval(['losses', num2str(k), '=sum(real(get_losses(results', num2str(k), ')))']);

% Se verifican penalizaciones por violación de voltaje en buses
bus_inf=bus(:,8);
for bus_num=1:30
    if bus_inf(bus_num)>V_max;
        penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-V_max)^2;
    elseif bus_inf(bus_num)<V_min;
        penalty_bus(bus_num)=10000*(bus_inf(bus_num)-V_min)^2;
    else
        penalty_bus(bus_num)=0;
    end
end
penalty_bus_violation=sum(penalty_bus);

% Se verifican penalizaciones por violación de límites de Q de generación
gen_inf=gen(:,3);
for gen_num=2:10
    if gen_inf(gen_num)>gen(gen_num,4)
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,4))^2;
    elseif gen_inf(gen_num)<gen(gen_num,5)
        penalty_gen(gen_num)=1000*(gen_inf(gen_num)-gen(gen_num,5))^2;
    else
        penalty_gen(gen_num)=0;
    end
end
end
```



## MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
penalty_gen_violation=sum(penalty_gen);

% Se determinan pérdidas del sistema de la iteración k
losses_temp(k)=eval(['losses',num2str(k)]);

% Función de Penalización: suma penalizaciones totales de la iteración
Obj_fun_temp(k)=losses_temp(k)+penalty_bus_violation+penalty_gen_violation;

% Se evalúan penalizaciones y pérdidas del sistema para actualizar Pbest
if Obj_fun_temp(k)<Val_Pbest(k)
    losses(k)=losses_temp(k);
    Val_Pbest(k)=Obj_fun_temp(k);
    Pbest(k,:)=Swarm(k,:);

    % Se guardan valores de los voltajes de los buses de interés
    V_todos(iter,1)=v1;
    V_todos(iter,2)=v7;
    V_todos(iter,3)=v9;
    V_todos(iter,4)=v10;
    V_todos(iter,5)=v11;
    V_todos(iter,6)=v15;
    V_todos(iter,7)=v16;
    V_todos(iter,8)=v25;
    V_todos(iter,9)=v27;
    V_todos(iter,10)=v28;

end

end

% Se actualiza Gbest si existe una mejor Pbest que la iteración
% anterior
[Val_Gbest_temp,n]=min(Val_Pbest);
if Val_Gbest_temp<Val_Gbest
    Val_Gbest=Val_Gbest_temp;
    Gbest=Swarm(n,:);
    Gbest_calc= repmat(Swarm(n,:),num_particulas,1);

    % Se guarda base de datos de Gbest para hacer gráficas
    % posteriormente
    filename = strcat('Estructura',int2str(iter),'.xlsx')
    A = eval(['results',int2str(n),'.gen'])
    xlRange = 'A1'
    xlswrite(filename,A,'gen',xlRange)

else
    filename = strcat('Estructura',int2str(iter),'.xlsx')

    xlRange = 'A1'
    xlswrite(filename,A,'gen',xlRange)

end

% Se actualiza w_temp acortando el desplazamiento de cada partícula
w_temp=w_temp-w_paso;
```



# MODELO ESTOCÁSTICO PARA EVALUAR EL COSTO DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

```
% Se gráficas las perdidas del sistema de la iteración k
Val_Gbest_rec(iter)=Val_Gbest
plot(Val_Gbest_rec-penalty_bus_violation-penalty_gen_violation);

% Se guardan valores de los voltajes de Gbest para hacer graficas
% posteriormente
V_Buses(iter,1)=Gbest(1);
V_Buses(iter,2)=Gbest(2);
V_Buses(iter,3)=Gbest(3);
V_Buses(iter,4)=Gbest(4);
V_Buses(iter,5)=Gbest(5);
V_Buses(iter,6)=Gbest(6);
V_Buses(iter,7)=Gbest(7);
V_Buses(iter,8)=Gbest(8);
V_Buses(iter,9)=Gbest(9);
V_Buses(iter,10)=Gbest(10);

drawnow;
end

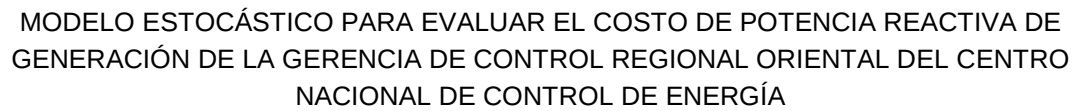
P_gen = results50.gen(:,2);      de P en la última iteración
Q_gen = results50.gen(:,3);      % Despacho de Q en la última iteración

[Cost_gen] = Fcost( Pmax_gen, Qmax_gen, a_gencost, b_gencost,
c_gencost,P_gen,Q_gen)
```

La base de datos utilizada para este caso no es posible publicarla debido a que es información reservada, en cuanto al apartado “Datos de costo del generador” de la base de datos, se muestra a continuación, cabe resaltar que son datos ficticios:

```
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 3 0.01 40 0; % V1
2 0 0 3 0.01 40 0; % V7
2 0 0 3 0.01 40 0; % V9
2 0 0 3 0.01 40 0; % V10
2 0 0 3 0.01 40 0; % V11
2 0 0 3 0.02666667 20 0; % V15
2 0 0 3 0.06451613 20 0; % V16
2 0 0 3 0.03448276 20 0; % V25
2 0 0 3 0.14705882 20 0; % V27
2 0 0 3 0.08547009 20 0; % V28
```

A continuación se presenta el código de Matlab de la función para el cálculo de costo de potencia reactiva:



117