

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**



**TECNOLÓGICO  
DE MONTERREY®**

**SMART GRIDS: UN NUEVO CONCEPTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE  
REDES ELÉCTRICAS**

**TESIS**

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO  
ACADÉMICO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ENERGÉTICA**

**ELABORADO POR:**

**ROMMEL A. VICINI HERNÁNDEZ**

**MONTERREY, N.L.**

**DICIEMBRE DE 2009**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la presente Tesis del Ingeniero Rommel A. Vicini Hernández sea aceptada como requisito parcial para obtener el grado académico de:

**Maestro en Ciencias en Ingeniería Energética**

**Especialidad en Eléctrica**

**Comité de Tesis:**

---

Dr. Osvaldo Miguel Micheloud Vernackt  
**Asesor**

---

Dr. Armando Rafael Llamas Terrés  
**Sinodal**

---

Dr. David Apolinar Guerra Zubiaga  
**Sinodal**

**Aprobado:**

---

Dr. Osvaldo Miguel Micheloud Vernackt  
Director de Maestría en Ingeniería Energética  
Diciembre 2009

# DEDICATORIA

A Papá Dios por su amor, apoyo y compañía en cada etapa de mi camino por la vida recorrido juntos.

A mis padres, Angiolino y Virginia, quienes han velado siempre por mi salud, mi educación, y a quienes agradezco innumerables consejos, regaños, tristezas y alegrías que me hacen ser quien hoy soy, por su amor inmenso e incondicional, por su apoyo y, sobre todo, por creer siempre en mí y motivarme a seguir adelante en momentos de dudas.

A mi hermano Franz Angiolino por todos los juegos, las riñas, conversaciones y momentos felices y difíciles compartidos.

A mis abuelos Amado y Stella, Franz y Castalia por su cariño incomparable.

A todos los que nunca han dudado de mí y me han demostrado su apoyo.

Gracias a todos por enseñarme a luchar, motivarme a seguir siempre adelante y ayudarme a hacer realidad este triunfo tan especial.

Los quiero mucho.

## **AGRADECIMIENTOS**

Me siento profundamente agradecido de mi querido profesor guía, Dr. Osvaldo Micheloud, por su paciencia, su soporte, su tiempo, su dirección y su estímulo.

Gracias a mis profesores Dr. Federico Viramontes, Dr. Armando Llamas, quienes también han puesto su gran grano de arena para que este proyecto haya sido posible.

A mi amigo Victor Macarrulla por su desinteresada colaboración.

A mis compañeros de clase que me han brindado su amistad durante este periodo lejos de casa.

A cada uno de mis profesores que ayudaron a mi formación y a todos aquéllos que no menciono por lo extensa que sería la lista, pero que forman parte integral de esta gran meta de mi vida.

# **SMART GRIDS: UN NUEVO CONCEPTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS**

Rommel Amado Vicini Hernández  
Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, 2009

Asesor: Dr. Osvaldo Miguel Micheloud Vernackt

## **Resumen**

El presente trabajo describe el comportamiento y funcionamiento de las redes, denominadas “Smart Grids”. Se presentan las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía y como se utilizan para optimizar las redes eléctricas. También se describe el funcionamiento de las unidades de medición fasorial, las redes neuronales artificiales para coordinación de protecciones y los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna. Luego se describe el funcionamiento de las protecciones de los sistemas de transmisión y las reformas necesarias para integrar generación distribuida en presencia de convertidores electrónicos.

Utilizando un simulador de análisis de sistemas eléctricos, se modela y efectúa el estudio de un caso real en torno al comportamiento de un sistema eléctrico ante la integración de fuentes de generación distribuida y se analizan las pérdidas del mismo demostrándose algunas ventajas significativas a favor de la generación distribuida.

El presente trabajo consta de un análisis teórico de los resultados más relevantes, recientemente publicados e identifica áreas de interés para la investigación en el tema de Smart Grids, generación distribuida y energías renovables. Finalmente presenta el estudio de un caso real como aplicación de los conceptos teóricos discutidos en este documento.

# ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria.....	I
Agradecimientos .....	II
Resumen.....	III
Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1    Antecedentes .....	1
1.2    Meta .....	2
1.3    Objetivos.....	2
1.4    Alcance de la investigación .....	2
1.5    Organización.....	3
Capítulo 2: Smart Grids.....	5
2.1    Fundamentos de los Smart Grids .....	5
Capítulo 3: Descripción de elementos en los “Smart Grids” .....	8
3.1    Infraestructura de medición avanzada .....	8
3.2    Señales de precios en tiempo real .....	9
3.3    Generación distribuida.....	9
3.4    Electrónica de potencia.....	10
3.5    Redes de comunicación.....	11
3.6    Control de la demanda .....	12
3.7    Sistemas de computación avanzados .....	13
3.8    Almacenamiento de energía.....	13
Capítulo 4: Tecnologías de medición fasorial, FACTS y redes neuronales.....	20
4.1    Introducción .....	20
4.2    Tecnología de medición fasorial.....	20
4.3    Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS).....	23
4.4    Control unificado de flujo de potencia.....	28
4.5    Redes neuronales artificiales.....	29
Capítulo 5: Esquema adaptivo de control de relevadores de distancia en presencia de un UPFC utilizando WAMS .....	35

5.1	Introducción .....	35
5.2	Análisis de la impedancia aparente con un UPFC .....	36
5.3	Ajustes computacionales de control del UPFC.....	40
5.4	Simulación .....	41
5.5	Control adaptivo de relevadores de distancia utilizando redes neuronales artificiales.....	47
Capítulo 6: Impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas en las líneas de distribución.....		51
6.1	Introducción .....	51
6.2	Consideraciones .....	52
6.3	Modelamiento del sistema .....	53
6.4	Simulaciones .....	56
6.5	Resultados .....	57
6.6	Análisis de resultados .....	67
Capítulo 7: Conclusiones y recomendaciones .....		70
Anexo.....		74
Referencias.....		76

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 3.1 Tecnologías/Protocolos de comunicación inalámbrica. ....	11
Fig. 3.2 Típica planta hidroeléctrica de bombeo.....	14
Fig. 3.3 Diagrama unifilar de almacenamiento de energía por aire comprimido. ....	14
Fig. 3.4 Instalación de baterías NaS de 34 MW, 245 MWh.....	15
Fig. 3.5 Sistema de baterías de flujo de bromuro de zinc (500 kW).....	16
Fig. 3.6 Sistema de batería de iones de litio de 1000 kWh utilizadas para la regulación de frecuencia en una empresa eléctrica. ....	17
Fig. 3.7 Ensamble rueda de inercia de alta velocidad de 100 kWh. ....	19
Fig. 4.1 Mediciones fasoriales. ....	21
Fig. 4.2 Diferencias entre los ángulos de fase .....	22
Fig. 4.3 Principios de la compensación en derivación en un sistema CA radial. (a) Diagrama fasorial sin compensación reactiva. (b) Compensación en derivación con una fuente de corriente.....	26
Fig. 4.4 Principios de la compensación en serie en un sistema CA radial. (a) Diagrama fasorial sin compensación reactiva. (b) Compensación en serie con una fuente de voltaje.....	27
Fig. 4.5 Topología de un UPFC.....	28
Fig. 4.6 Neuronas biológicas de los seres vivos. ....	29
Fig. 4.7 Modelo de una neurona artificial.....	30
Fig. 4.8 Topología de la RBFN.....	32
Fig. 4.9 Topología de la GRNN.....	33
Fig. 5.1 UPFC localizado cerca del nodo del relé.....	37
Fig. 5.2 Redes de secuencia desde el relevador hasta la falla. (a) Red de secuencia positiva. (b) Red de secuencia negativa. (c) Red de secuencia cero. [18].....	37
Fig. 5.3 Circuito equivalente de una línea de transmisión con un UPFC.....	41
Fig. 5.4 Diagrama unifilar de un sistema de 39 nodos.....	42
Fig. 5.5 Variación de la inyección de voltaje en serie del UPFC durante una falla. ....	43
Fig. 5.6 Variación de la inyección de corriente reactiva del UPFC durante una falla.....	44
Fig. 5.7 con diferentes casos de flujos de potencia y características de disparo del relé de distancia en el nodo 16, UPFC en modo de control automático. ....	45
Fig. 5.8 Tabla con diferentes casos de flujos de potencia y características de disparo del relé de distancia en el nodo 16, UPFC en modo bypass. ....	46
Fig. 5.9 Regiones de disparo.....	49
Fig. 6.1 Sistema de prueba.....	54
Fig. 6.2 Caso base para la prueba de flujos de potencia .....	56
Fig. 6.3 Pérdidas de potencia activa con un 11% de dispersión. ....	58
Fig. 6.4 Pérdidas de potencia reactiva con un 11% de dispersión. ....	58
Fig. 6.5 Pérdidas de potencia activa con un 22% de dispersión. ....	59
Fig. 6.6 Pérdidas de potencia reactiva con un 22% de dispersión. ....	59
Fig. 6.7 Pérdidas de potencia activa con un 33% de dispersión. ....	60
Fig. 6.8 Pérdidas de potencia reactiva con un 33% de dispersión. ....	60



Fig. 6.9 Pérdidas de potencia activa con un 44% de dispersión. ....	61
Fig. 6.10 Pérdidas de potencia reactiva con un 44% de dispersión. ....	61
Fig. 6.11 Pérdidas de potencia activa con un 55% de dispersión. ....	62
Fig. 6.12 Pérdidas de potencia reactiva con un 55% de dispersión. ....	62
Fig. 6.13 Pérdidas de potencia activa con un 66% de dispersión. ....	63
Fig. 6.14 Pérdidas de potencia reactiva con un 66% de dispersión. ....	63
Fig. 6.15 Pérdidas de potencia activa con un 77% de dispersión. ....	64
Fig. 6.16 Pérdidas de potencia reactiva con un 77% de dispersión. ....	64
Fig. 6.17 Pérdidas de potencia activa con un 88% de dispersión. ....	65
Fig. 6.18 Pérdidas de potencia reactiva con un 88% de dispersión. ....	65
Fig. 6.19 Pérdidas de potencia activa con un 100% de dispersión. ....	66
Fig. 6.20 Pérdidas de potencia reactiva con un 100% de dispersión. ....	66
Fig. 6.21 Caso de estudio con una dispersión del 33% y penetración del 80%. ....	67

## LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1 Detalles de casos de aprendizaje.....	47
Tabla 5.2 Patrones de pruebas. ....	48
Tabla 6.1 Datos de líneas .....	55
Tabla 6.2 Datos de cargas .....	55
Tabla 6.3 Sumatoria de las pérdidas de potencia de acuerdo a los niveles de dispersión, considerando desde una penetración del 0% al 150%.....	68
Tabla 6.4 Sumatoria de las pérdidas de potencia de acuerdo a los niveles de dispersión, considerando desde una penetración del 0% al 100%.....	69
Tabla 7.1 Conclusión y trabajo futuro por objetivo específico.....	73

# Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

## 1.1 ANTECEDENTES

La sociedad moderna depende de una fuente segura y de alta calidad de energía eléctrica. El aumento constante de la demanda de energía ha creado preocupaciones sobre disponibilidad de energía, el envejecimiento de las líneas de transmisión y distribución actual, la necesidad de conectar generación distribuida e intermitente, como son las de energías renovables, y el incremento del precio de los combustibles. Cada vez se hace más difícil ofrecer seguridad, confiabilidad y calidad de los servicios eléctricos.

Se necesitan inversiones bastante significativas para desarrollar y renovar la infraestructura eléctrica. La forma más eficiente para solucionar esta necesidad imperante sería incorporando soluciones innovadoras, tecnologías más modernas, y mejoras en la arquitectura de redes eléctricas.

La generación renovable reemplaza la quema de combustibles y sus emisiones. La generación distribuida es más eficiente proveyendo electricidad en los puntos cercanos a los centros de carga y puede suplir energía más eficiente que los métodos convencionales, aunque para ello se empleen combustibles fósiles.

Las redes de eléctricas del futuro deben adaptarse a los cambios en la tecnología y, al mismo tiempo, cumplir con las normas ambientales.

Esto crea un cambio en el funcionamiento de las redes de distribución. Las redes dejan de ser pasivas para pasar a ser redes activas, siendo su función establecer una conexión eficiente entre las fuentes de energía y los consumidores, permitiendo a ambos decidir cómo operar en tiempo real.

Este nuevo sistema eléctrico también impactará las pérdidas en las líneas, la regulación de la tensión, y el diseño y coordinación de las protecciones.

La aplicación de recursos de energía distribuida reduciría la necesidad de la expansión tradicional del sistema eléctrico, pero también, al controlar un gran número de fuentes de generación distribuida, crea un nuevo reto para operar y controlar los sistemas eléctricos de manera segura y eficiente.

## **1.2 META**

Investigar el estado de arte e identificar áreas donde se requiera investigación para encontrar las respuestas técnicas a los múltiples problemas que plantean las denominadas Smart Grids.

## **1.3 OBJETIVOS**

Los objetivos para llevar a cabo la meta son los siguientes:

- Realización de una búsqueda y análisis de información de revistas (publicaciones de la IEEE) y artículos técnicos y científicos publicados.
- Asistencia a conferencias internacionales relacionadas con el tema de investigación.
- Análisis y simulación de algunos casos relevantes para ganar familiarización con los problemas (conocidos y eventualmente nuevos).
- Determinar las funciones que afectan el comportamiento de los sistemas eléctricos simulados y elaborar conclusiones.

## **1.4 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN**

El alcance de la investigación involucra describir el comportamiento y funcionamiento de las redes, denominadas “Smart Grids”. Las descripciones resultantes girarían en torno a las pérdidas en las líneas, funcionamiento de las protecciones de los sistemas de transmisión y distribución debido a la integración de convertidores electrónicos (uso de sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna, FACTS<sup>1</sup>).

Se espera a través de este estudio de los problemas conocidos y los problemas posibles futuros de los sistemas eléctricos denominadas Smart Grids, encontrar respuestas para ejercer el control necesario sobre el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. Este trabajo de tesis constará de un análisis teórico de los resultados más relevantes. Con estos resultados, se desarrollan propuestas sobre las previsiones que deben tomarse ante las respuestas del sistema.

---

<sup>1</sup> FACTS: Flexible AC Transmission Systems, por sus siglas en inglés.

A través de la simulación en PCFLO [20], simulador para el análisis de sistemas eléctricos, se modela y efectúa pruebas en torno al comportamiento del sistema eléctrico ante la integración de fuentes generación distribuida y se analizan algunas conclusiones significativas.

## 1.5 ORGANIZACIÓN

Este trabajo está organizado en cinco capítulos que describen el desarrollo e implementación del sistema.

**Capítulo 1.-** Es una introducción al tema, antecedentes de los sistemas eléctricos, objetivo, alcance de la investigación y a la metodología llevada a cabo.

**Capítulo 2.-** En este capítulo se definen los Smart Grids y también se brinda información sobre sus fundamentos y componentes que lo hacen posible.

**Capítulo 3.-** Este capítulo trata sobre las tecnologías disponibles en los Smart Grids para llevar a cabo el manejo de la información y uso eficiente de la energía. En este capítulo también se describen tecnologías de almacenamiento de energía, tales como las plantas hidroeléctricas, baterías, ruedas inercia, y supercapacitores. También se menciona información sobre proyectos ya instalados con este tipo de tecnologías.

**Capítulo 4.-** Este capítulo describe los conceptos y tecnologías utilizadas en el documento analizado posteriormente en el capítulo 5. Entre estos están las unidades de medición fasorial, los sistemas flexibles de transmisión y las redes neuronales artificiales. Dentro de los sistemas flexibles de transmisión se describe la compensación en serie, la compensación en paralelo, y el control unificado de flujo de potencia. Por último se definen las redes neuronales artificiales.

**Capítulo 5.-** Trata de un documento que analiza el impacto del control unificado de flujo de potencia sobre el esquema de disparo de los relevadores de distancia. Se informa sobre una nueva técnica para mitigar los efectos no deseados de disparo que muestran los relevadores convencionales de distancia. Estos efectos ocurren cuando las regiones de disparo quedan por encima o por debajo del valor de la impedancia real llevando a un funcionamiento indebido de los mismos.

**Capítulo 6.-** En este capítulo se cuantifica el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas reactivas y activas en un sistema de distribución. Esto se lleva a cabo a través de varias simulaciones sobre parte del sistema de distribución en Santo Domingo, República Dominicana. Se obtienen los casos de mínimas pérdidas al integrar la generación distribuida.

**Capítulo 7.-** Desarrollo de conclusiones y recomendaciones de temas futuros de investigación.

## Capítulo 2: SMART GRIDS

### 2.1 FUNDAMENTOS DE LOS SMART GRIDS

El sistema eléctrico de hoy en día fue desarrollado como una tecnología de gran escala enfocada a la generación y control centralizado. La base del sistema consiste en un flujo de carga desde las grandes plantas eléctricas y líneas de transmisión de alta tensión hasta los usuarios de bajo voltaje.

En la actualidad, aparte de estas tecnologías de gran escala, los especialistas están consciente que el uso económico y ecológico de la energía, y el aumento en conexiones de generación descentralizada (generación distribuida) usando fuentes de energía renovables trae nuevos desafíos al sistema eléctrico.

Existen numerosas definiciones de los Smart Grids, una definición corta es: una vista del sistema eléctrico como un todo, relacionándolo con sus partes pero sin separarlo del todo. Esta no es una definición detallada, el problema de los Smart Grids es que contienen tantas partes y detalles que resultan bastante difíciles de definir en una sola oración que ayude a comprender en qué consiste. Es mejor descomponerlo en sus numerosas partes y entrar en los detalles de las mismas. Una definición más detallada es: el conjunto de tecnologías avanzadas basado en tecnologías digitales que pueden ser ligadas tanto en los límites de generación y transmisión como a través de toda la red continuando hasta los medidores y entrando en las casas. Esto incluye los equipos de medición fasorial, control centralizado e integrado de tensión y VAR, automatización de la red, infraestructura de medición avanzada. Las redes inalámbricas de área personal (WPAN)<sup>1</sup> están contenidas en el ámbito de los Smart Grids.

Principales componentes de los Smart Grids:

- Infraestructura de medición avanzada
- Señales de precios de la energía variables en tiempo real.
- Generación distribuida
- Electrónica de potencia
- Redes de comunicación.
- Control de la demanda.
  - Aparatos smart para los consumidores.

---

<sup>1</sup> WPAN: Wireless Personal Area Networks, por sus siglas en inglés.

- Sistemas de computación avanzados.
- Coordinación de protecciones.

### 2.1.1 Infraestructura de Medición Avanzada

Usualmente incluye el control y monitoreo de los dispositivos y aparatos dentro de las instalaciones del consumidor. Esta tecnología permite una comunicación de doble vía con el cliente.

### 2.1.2 Señales de Precios en Tiempo Real

El precio de la electricidad varía en diferentes momentos del día y según la estación del año. Los operadores del sistema eléctrico presencian picos altos de demanda en los días calurosos de verano, ésto es algo que desconocen la mayoría de los consumidores.

Solamente un pequeño número de grandes consumidores reciben información una hora por adelantado del precio de la energía. La mayoría de los consumidores, especialmente los residenciales, pagan una factura eléctrica en base a un promedio de los precios de electricidad que ellos en realidad usaron dentro de un periodo determinado. Un mes después reciben una factura que proporciona poca orientación de cómo usar la electricidad de una manera eficiente.

El acceso a los precios en tiempo real ayudaría a los consumidores a usar menos energía ya que entenderían que el costo de transportar la misma es muy variable y dependiente del estado de “congestionamiento” de las redes.

### 2.1.3 Generación Distribuida

Estas permiten al consumidor participar en la compra y venta de energía en momentos diferentes del día y con tarifas diferentes. Entre ellas están los paneles solares, energía eólica, micro turbinas y motores de combustión interna.

### 2.1.4 Electrónica de Potencia

Permite el uso de controles muy rápidos para canalizar los flujos de carga y reducir pérdidas en congestionamiento de redes, e interruptores más eficientes para mejorar la localización y predicción de fallas.

### 2.1.5 Redes de Comunicación

Ayudan a manejar las cargas de manera remota y rentable sea desde una sola localización o de manera inteligente en múltiples localizaciones. Las cargas pueden ser las del sistema eléctrico en sí, o de usuarios individuales como lo son los residenciales, comerciales, e industriales. Estas



nuevas tecnologías de redes de comunicación están orientadas al confort, seguridad, y entretenimiento (para los usuarios residenciales, por ejemplo usando tecnología ZigBee).

#### 2.1.6 Control de Demanda

Es un término utilizado para sistemas que permiten a los usuarios recibir información en tiempo real de los precios de la electricidad y/o límites de capacidad y el usuario tiene la posibilidad de reducir o desplazar su carga consumida en respuesta a esta información. Minimizando la demanda a través del uso eficiente de la energía y respuesta de la demanda significa que el tamaño de la generación o capacidad de almacenamiento local se puede minimizar, manteniendo los costos bajos.

#### 2.1.7 Sistemas de Computación Avanzados

Estos permiten que sea posible la utilización de la infraestructura de medición avanzada, manejo de señales de precios en tiempo real, y el control de la demanda.

#### 2.1.8 Coordinación de Protecciones

La integración de generación distribuida y sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna afecta el funcionamiento de las protecciones. Ocurren operaciones indebidas de las mismas al ocurrir fallas, variaciones de potencia de las fuentes de energía renovables, tales como la generación eólica, y el control de los FACTS. Esto lleva a desarrollar nuevos esquemas y sistemas para la coordinación de protecciones en los sistemas eléctricos.

Un documento preliminar de este trabajo fue preparado en forma de artículo científico para el 40° Congreso de Investigación y Desarrollo del Tecnológico de Monterrey y ha sido aceptado para presentar en Enero 2010 [21].

## **Capítulo 3: DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS EN LOS “SMART GRIDS”**

### **3.1 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA**

Esta medición consiste en medidores que recolectan o recogen los datos de consumo de una manera automatizada. Usualmente estos datos se recolectan en tiempo real y dentro del área de los consumidores monitoreando y controlando dispositivos. La medición avanzada provee dos tipos de datos nuevos: medición de voltaje y demanda de energía, ayudando a obtener un perfil de carga de los usuarios residenciales, comerciales e industriales [1]. Al mismo tiempo permite una administración efectiva de los sistemas de distribución como en el uso de estimadores de estado.

La infraestructura de medición avanzada apoya el desarrollo de un mercado energético competitivo. Recolecta los perfiles de carga para caracterizar el valor individual de los usuarios ante la empresa eléctrica, ofrece información de la carga a los consumidores como un servicio especial [2]. El consumidor puede cambiar de proveedor utilizando el mismo medidor, ayuda a localizar medidores robados o violados, tiene software reprogramable, y descargas para actualizar el software.

Los datos usualmente medidos en tiempo real son [2]:

- kWh
- Demanda kW
- kW, kVAr, kVA, amperes y voltajes instantáneos

Los datos recolectados son llevados directamente en tiempo real a la empresa eléctrica por telemetría, sea móvil, radio o cualquier otro tipo, evitando llevar personal a obtener los datos en las localizaciones de los medidores. Esto conlleva ahorros significativos en los costos de lectura de medidores ya que se eliminaría el despacho de vehículos asociados con la lectura de medidores y la lectura manual con sus consiguientes fuentes de error humano [2].

En los Smart Grids estos equipos son de suma importancia ya que manejan una información de gran valor operacional y técnico, requerida por grupos dentro de la empresa eléctrica. La información operacional son los datos usualmente medidos mencionados anteriormente, y la técnica son formas de onda, secuencia y resúmenes de eventos.

La infraestructura de medición avanzada está enfocada a optimizar el servicio al cliente y reducir las pérdidas en el transporte de la energía.

### **3.2 SEÑALES DE PRECIOS EN TIEMPO REAL**

En los sistemas eléctricos tradicionales las tarifas para los consumidores minoristas, entre éstos los consumidores domésticos, oficinas y pequeños comercios, trabajan con una tarifa base mensual que determina el precio del kWh. Esta tarifa es un promedio del costo de la electricidad consumida por un usuario dentro de un periodo determinado. Para reducir los costos de las tarifas se introducen precios que varían en el tiempo, también conocidos como señales de precio en tiempo real en el medidor. Actualmente, muchos países solamente ofrecen este servicio en el mercado mayorista industrial y comercial debido a la implementación técnica implicada [3], ya que esta tecnología es cara y difícil de manejar en gran escala.

En conjunto con las tecnologías de infraestructura de medición avanzada y señales de precios en tiempo real, los consumidores pueden elegir comprar energía de varios proveedores en cualquier momento del día. Se requieren mercados competitivos para que existan buenos sistemas de variación de precios en tiempo real.

Los estudios e investigaciones han demostrado que el usuario que está al tanto de los costos de la electricidad en diferentes momentos del día tiene un comportamiento diferente al de los usuarios no informados [4]. Utiliza menos energía y, por ende, paga menos por la energía que utiliza. Estas decisiones de administración de la energía conllevan a una reducción de la demanda de electricidad en horas pico y más energía de reserva disponible en el sistema.

La actualización de precios puede ser de 1 hora hasta 5 minutos [5]. Los precios en tiempo real reflejan el costo de la electricidad entregada y transmiten efectivamente señales de precios adecuadas a los consumidores. Esto permite una mayor flexibilidad entre los consumidores y las empresas eléctricas.

### **3.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

La infraestructura de medición avanzada y los sistemas de comunicación de última tecnología o tecnología de punta van a permitir integrar de manera inteligente las tecnologías de generación distribuidas a través del uso de los sensores y los medidores de doble vía. Los usuarios (ya sean residenciales, comerciales o industriales) pueden trabajar tanto como proveedores de energía que como consumidores.

La cogeneración es un tipo de generación distribuida común. Las plantas de cogeneración tienen ventajas sobre las plantas de gran escala de las empresas eléctricas. En el proceso de generación de electricidad en una planta de una empresa eléctrica, se crea una gran cantidad de calor que generalmente es desperdiciado. Estas pérdidas de calor en combinación con las pérdidas en las líneas de transmisión significan que las plantas típicas de carbón, petróleo, o de gas operan con una eficiencia alrededor de un 33% (ésto se mide dividiendo la energía contenida en el combustible (MMBtu) entre el producto final de la electricidad (MWh)). Ya que las plantas de cogeneración aprovechan el calor de un proceso y no tienen pérdidas de transmisión a largas distancias, típicamente pueden operar con una eficiencia mayor a un 60%.

Entre las otras tecnologías de generación distribuida se encuentran los paneles solares, generadores eólicos, micro turbinas, y los motores de combustión interna. La generación distribuida aumenta la confiabilidad en el sistema, aumenta la reserva en el sistema y permite a los usuarios operar sus máquinas en horas pico cuando las redes eléctricas están muy congestionadas para obtener ahorros económicos de energía.

### **3.4 ELECTRÓNICA DE POTENCIA**

La electrónica de potencia introduce tecnologías de interconexión como lo son las tecnologías de alto y bajo voltaje en corriente directa HVDC (High Voltage Direct Current) y LVDC [6] (Low Voltage Direct Current). Estas tecnologías son necesarias para la inyección de energía utilizando fuentes de energía renovables tales como las plantas solares y eólicas. Las plantas eólicas y solares, debido a que funcionan de manera intermitente y generan a tensión y/o frecuencias variables, para acoplarlas a un sistema eléctrico se necesitan convertidores electrónicos tomando en cuenta que el sistema requiere una tensión y frecuencia fija.

Los equipos de electrónica de potencia pueden producir armónicos, si éstos no son propiamente filtrados provocan calentamiento en los equipos así como también perturban las comunicaciones y los controles. La confiabilidad de estos equipos depende de la temperatura y de las condiciones de carga. Entonces, para saber el tiempo de vida de los equipos se requiere conocer las circunstancias bajo las cuales estarán sometidos los equipos durante su ciclo de vida [6].

La integración de la electrónica de potencia a los sistemas eléctricos permite aumentar la seguridad y confiabilidad del sistema. Los tiempos de localización e interrupción de fallas son reducidos debido al rápido accionamiento de los equipos en comparación con los equipos electromecánicos. Por igual, la coordinación de los equipos es más precisa ya que existe una mayor comunicación entre los mismos debido al uso de controladores digitales.

### 3.5 REDES DE COMUNICACIÓN

Estas permiten el control remoto de los dispositivos y el transporte de datos o comandos. Los sistemas de control, supervisión y registro de datos (SCADA)<sup>1</sup> requieren de estas redes de comunicación para funcionar. Estos sistemas pueden utilizar tecnologías alámbricas, fibras ópticas, hasta tecnologías inalámbricas como la tecnología de celulares. Al mismo tiempo, son capaces de utilizar los sistemas de posicionamiento global (GPS)<sup>2</sup> para obtener información y sincronización temporal de los equipos en el mismo instante de tiempo.

Los sistemas SCADA son utilizados para la automatización del sistema eléctrico desde los generadores hasta los circuitos de distribución. Luego, para la automatización de los usuarios residenciales y comerciales se puede hoy utilizar el protocolo ZigBee. Esta tecnología dispone de diversos dispositivos pequeños capaces de adquirir y procesar la información de múltiples sensores y transmitirlos al resto de los dispositivos distribuidos en el proyecto de instalación. En la Fig. 3.1 se muestra las diferentes tecnologías de comunicación inalámbrica reflejando la velocidad de transferencia de datos en función a la distancia [23]. Aunque la tecnología ZigBee posee poca velocidad de transferencia de datos, éstos pueden ser transferidos a grandes distancias.

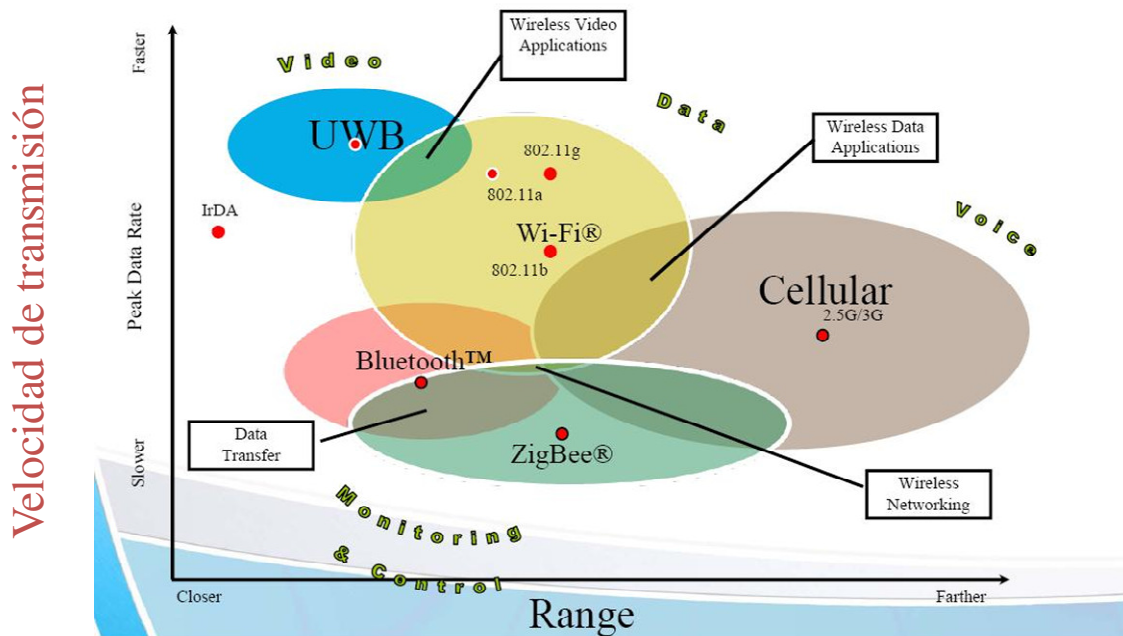


Fig. 3.1 Tecnologías/Protocolos de comunicación inalámbrica.

<sup>1</sup> SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition, por sus siglas en inglés.

<sup>2</sup> GPS: Global Positioning System, por sus siglas en inglés.

Para obtener un sistema eficiente y flexible se necesitan sistemas inteligentes distribuidos y una coordinación entre todos los equipos del sistema, por eso son tan importantes las redes de comunicación. Un ejemplo sería la eliminación de fallas, los equipos inteligentes deben estar al tanto de cada uno de ellos entre sí y, al mismo tiempo, ser controlados por un sistema orquestador que coordine las acciones que deben tomarse, llegando a despejar la falla a través de maniobras que afecten el mínimo número de consumidores.

### **3.6 CONTROL DE LA DEMANDA**

Utilizando la infraestructura de medición avanzada (smart meters) y la generación distribuida, se pueden conseguir grandes ahorros de energía. Los consumidores del mercado minorista pueden participar tanto en la venta de energía, utilizando generación distribuida, como en la compra de energía. El usuario controla su demanda de energía en respuesta a los precios de la electricidad.

Esto conlleva un cambio en los sistemas de distribución de pasivos a activos y también la integración de los consumidores en el sistema eléctrico. Esto es un elemento crítico en los Smart Grids. El control de la demanda permite la reducción de los kWh en horas pico y permite a las empresas eléctricas aumentar la confiabilidad en el sistema eléctrico. Por igual, las empresas eléctricas pueden llegar a un acuerdo con los usuarios para poder controlar sus cargas como reducción de demanda cuando lo requiera la empresa eléctrica para resolver problemas de corta duración ocasionados por alguna falla. Los consumidores en general y las industrias pueden hacer uso de estos recursos y recibir una remuneración dependiendo de la reducción de carga [7].

#### **3.6.1 Dispositivos Smart**

Dentro de los Smart Grids, se espera tener del lado de los consumidores residenciales que los dispositivos electrónicos sean capaces de interactuar con el sistema eléctrico. Los dispositivos smart y sistemas de administración de la energía tales como los termostatos controlables programables son capaces de tomar decisiones inteligentes en respuesta a los precios de la electricidad. Estos dispositivos también serán capaces de comunicarse con los otros dispositivos dentro de la casa para el uso eficiente de la energía. Entre estos dispositivos están los aires acondicionados, refrigeradores y los calentadores de agua eléctricos que podrían ser apagados remotamente en caso que la empresa eléctrica tenga una falla crítica en alguna de sus líneas de transporte o centrales generadoras.

### **3.7 SISTEMAS DE COMPUTACIÓN AVANZADOS**

Se requiere en cada nivel de la estructura eléctrica (edificios, dispositivos individuales, o redes de pequeña escala) una red de sensores, monitores, y medidores para alimentar la información operacional a los controles para asegurar un óptimo rendimiento del sistema. Se requiere de estos sistemas para asegurar la medición en tiempo real, cálculos más precisos. También ayudan a entregar la energía requerida manteniendo la confiabilidad. Ya que se desea asegurar la confiabilidad a nivel local, se requiere robustez en la computación para el manejo de la generación local y operación del sistema. En adición, permite la operación del control de demanda de una manera eficiente.

### **3.8 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

En los sistemas eléctricos actuales existe poco almacenamiento de energía debido a que se maneja un sistema “just in time”, esto significa, la energía que se produce se consume al instante. Esto está cambiando poco a poco mientras más fuentes de energía renovables, como lo son los aerogeneradores y los paneles solares, se introducen al sistema. Debido a su naturaleza de ser intermitentes, no concentradas y localizadas en lugares donde existe poca infraestructura eléctrica, se necesita del uso de tecnologías de almacenamiento.

La inversión para poder transportar esta energía no es del todo viable debido a que estas plantas eléctricas de energía renovable no producen energía constante sino que varía durante el día y épocas del año. Las tecnologías de almacenamiento ayudarían a almacenar la energía en horas pico y transportarlas en horas fuera de pico cuando el sistema eléctrico al que están conectados no sea lo suficientemente robusto para transportar la energía en esas horas.

Además de ayudar en la integración de las fuentes de energías renovables al sistema eléctrico también se puede utilizar el almacenamiento de energía en la regulación de frecuencia del sistema, funcionar como reserva rodante y trabajar supliendo respuesta como gobernadores.

Los proyectos de almacenamiento de energía utilizados en el pasado han sido mayormente en plantas hidráulicas de bombeo. En estas se bombea agua a un embalse localizado aguas arriba del generador en horas fuera de pico (o cuando la energía es más barata) y luego se utiliza en horas pico (cuando la energía es más costosa). La primera de estas utilizada fue en Zurich, Suecia en 1882 [8]. La Fig. 3.2 muestra una típica planta hidroeléctrica de bombeo [8].

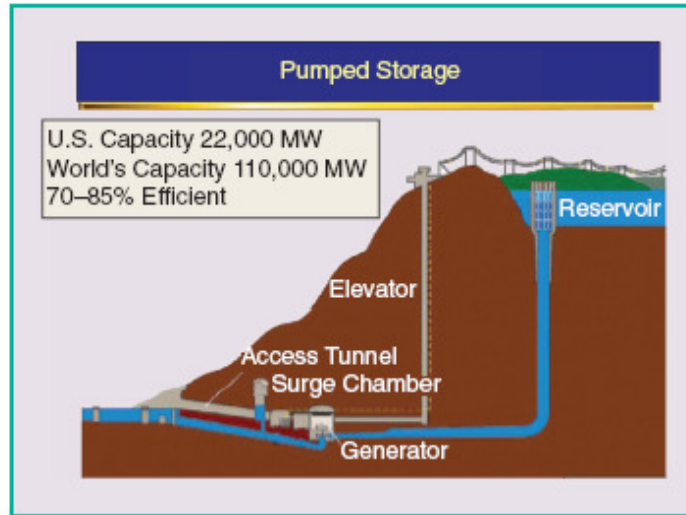


Fig. 3.2 Típica planta hidroeléctrica de bombeo.

En Handorf, Alemania en 1978 se instaló la primera planta de almacenamiento de energía por aire comprimido de 290 MW. Esta es una turbina de gas que consume menos del 40% del gas que consumen las turbinas de gas de ciclo combinado para obtener la misma potencia de salida [8]. Funciona con los mismos principios de las plantas hidráulicas de bombeo pero en vez de bombear agua se comprime aire para luego inyectarlo en la entrada de combustible de la turbina. La Fig. 3.3 muestra un diagrama básico de un diseño avanzado de almacenamiento de energía por aire comprimido [8].

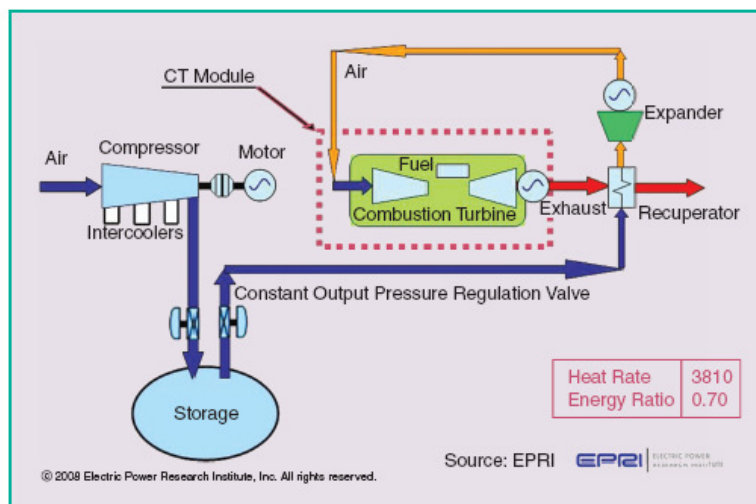


Fig. 3.3 Diagrama unifilar de almacenamiento de energía por aire comprimido.



### 3.8.1 Almacenamiento de Energía en Baterías

Debido a los avances en la conversión de energía eléctrica de corriente directa a corriente alterna se ha podido implementar el uso de las baterías en los sistemas de potencia. Se están usando una gran variedad de tipos de baterías para el apoyo de las redes eléctricas.

#### 3.8.1.1 Baterías de Sulfuro de Sodio

La batería de sulfuro de sodio (NaS) es un sistema de baterías de alta temperatura (alrededor de 300 °C) que consiste de un electrodo positivo de sulfuro líquido y un electrodo negativo de sodio separado por un sólido de beta aluminio de cerámica electrolítica. El electrolítico permite solo el paso de los iones de sodio positivos para combinarse con el sulfuro formando polisulfuros.

Estas baterías trabajan con un 89% de eficiencia, es capaz de tener 6 horas de descarga diaria, y 2500 ciclos en su vida útil. Esta tecnología fue desarrollada en los años 60s para usarse en los carros eléctricos. Esta tecnología fue perfeccionada en Japón donde existe una capacidad total instalada de 270 MW de energía almacenada usada durante 6 horas al día para la reducción de picos en el sistema. El sistema de baterías más grande es de 34 MW supliendo 245 MWh utilizado para permitir que sea despachada el 100% de la potencia de salida, durante horas pico, de un parque de aerogeneradores de 51 MW en el norte de Japón (Fig. 3.4) [8].



Fig. 3.4 Instalación de baterías NaS de 34 MW, 245 MWh.

#### 3.8.1.2 Tecnología de Baterías de Flujo de Bromuro de Zinc

Estas baterías trabajan a temperatura ambiente. Consisten en líquidos electrolíticos que fluyen a través de un grupo de celdas e intercambian iones a través de una membrana de micro

poros para generar electricidad. Las baterías de flujo de bromuro de zinc se utilizan en las redes eléctricas. Entre las ventajas que brindan están: mientras más celdas más potencia nominal, un volumen más grande de electrolíticos se traduce en más tiempo de operación y su construcción está basado en componentes plásticos resultan en baterías de poco peso y un mayor tiempo de vida. La Fig. 3.5 muestra un grupo de baterías de flujo de bromuro de zinc con una potencia nominal de 500 kW por dos horas [8].



Fig. 3.5 Sistema de baterías de flujo de bromuro de zinc (500 kW).

### 3.8.1.3 Baterías de Iones de Litio

Debido a la alta eficiencia de estas baterías de funcionar en aparatos electrónicos sea celulares o laptops son el tipo de batería más ampliamente usadas. Estas vienen en una gran variedad de tamaños y son relativamente de poco peso en comparación a las baterías convencionales que utilizan líquidos como las de plomo/ácido. Los dos diseños que están siendo implementados en las redes eléctricas son las baterías de titanato de litio y las baterías de fosfato de litio-hierro.

Las baterías de titanato de litio utilizan manganeso en los cátodos y ánodos de titanato resultando en baterías de carga rápida, buena operación a bajas temperaturas, se descargan hasta un 0% y relativamente son de larga duración. La Fig. 3.6 muestra un sistema de baterías de titanato de litio utilizadas en una empresa eléctrica para servicios auxiliares como la regulación de frecuencia [8].



Fig. 3.6 Sistema de batería de iones de litio de 1000 kWh utilizadas para la regulación de frecuencia en una empresa eléctrica.

Las baterías de fosfato de litio-hierro utilizan fosfato de hierro en los cátodos convirtiéndolas en una tecnología más segura. Debido a esta química es muy difícil que los electrodos liberen oxígeno reduciendo los chances de que las baterías se prendan fuego. Este tipo de batería es excelente candidato para usarse en las redes eléctricas debido a que son más resistentes a la sobrecarga cuando se operan en un rango de hasta 100% de carga.

#### 3.8.1.4 Baterías de Plomo/Ácido

Esta tecnología de baterías es la más barata que existe en el mercado debido a su amplia gama de uso especialmente en la industria automotriz y los sistemas de UPS. Como ejemplo de uso en las redes eléctricas está la instalación hecha en 1988 en el sur de California. Este sistema de baterías de 40 MWh es utilizado para la reducción de picos en el sistema eléctrico. Este sistema demostró la importancia de tener energía almacenada en el sistema, pero su limitada capacidad de carga y descarga hace que los costos sean inaceptables. Debido a sus bajos costos se continúan usando como fuentes de respaldo en las plantas eléctricas.

### 3.8.1.5 *Baterías Avanzadas de Plomo/Ácido*

El agregar carbón activado a la composición del electrodo negativo hace que aumente la vida útil de la batería, estimando unas mejoras de 2000 ciclos. Esto lleva a unas mejoras de 3 a 4 veces sobre las baterías convencionales de plomo/ácido. Puede ser que en un futuro todavía estas baterías se utilizaran para el almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos.

### 3.8.1.6 *Baterías de Níquel Cadmio*

Son baterías recargables de uso doméstico e industrial que cuentan con buena capacidad de carga y descarga con también larga duración. Cada vez se utilizan menos debido a su efecto de memoria que impide utilizar su capacidad de almacenaje a pleno cuando las condiciones de uso no permiten que los mismos se descarguen completamente antes de proceder a cargarlos nuevamente. Se han utilizado en una variedad de aplicaciones como en Alaska para un proyecto donde estas funcionaban como reserva rodante. Este proyecto cuenta con un sistema de 26 MW nominales por 15 min. Este proyecto representa la batería más grande utilizada en una empresa eléctrica de los Estados Unidos [8].

## 3.8.2 Almacenamiento de Energía en Ruedas de Inercia

Es un sistema de almacenamiento electromecánico. Se almacena energía en la inercia de rotación del motor. Este se carga debido al flujo de corriente a través del motor para incrementar la velocidad de un volante de inercia accionado por un motor eléctrico. La descarga ocurre cuando el generador produce corriente reduciendo la velocidad de la rueda. La cantidad de energía cinética que se puede almacenar está en función del cubo de la velocidad rotacional. Mientras mayor sea la velocidad mayor es la densidad de almacenamiento de energía.

Se han usado ruedas de inercia de acero de baja velocidad (8,000 rev/min) substitutos de baterías en sistemas de UPS. En los sistemas eléctricos, desde hace décadas, se ha pretendido utilizar esta tecnología para prevenir los huecos de voltaje e interrupciones de energía eléctrica. En la Fig. 3.7 se muestra una rueda de inercia moderna [8].

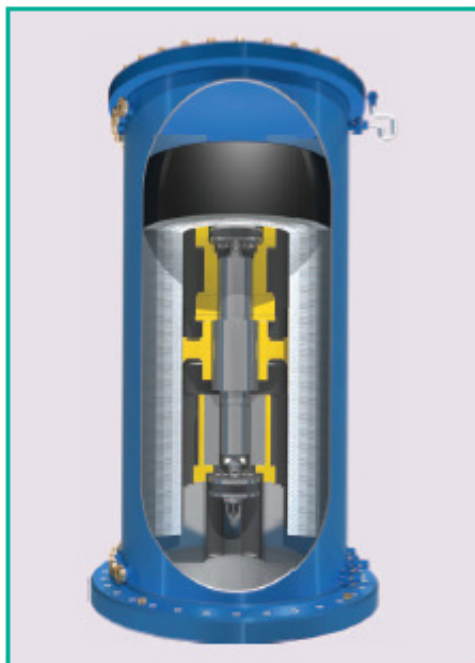


Fig. 3.7 Ensamble rueda de inercia de alta velocidad de 100 kWh.

La AEP (American Electric Power) ha empezado un nuevo proyecto con Beacon Power para instalar una rueda de inercia en una de sus subestaciones en el área Columbus, Ohio, con una potencia nominal de 1 MW, 250 kWh [9].

### 3.8.3 Supercapacitores

Estos son capacitores electroquímicos que trabajan de manera similar y se parecen a las baterías de iones de litio. Los electrodos están hechos de carbón poroso. Tienen menor densidad de energía en comparación a las baterías de ácido de plomo, pero pueden ser cargados y descargados muy rápidamente y cientos de miles de veces y son más poderosos que las baterías. Su atractivo principal es la capacidad que tienen para cargarse y descargarse rápidamente.

Estos ayudarían integrar en el sistema eléctrico fuentes de energía irregulares como las fuentes renovables de energías eólicas y solares en el sistema manteniendo la salida de potencia estable. Se han utilizados para el control del grado de inclinación de las aspas de los aerogeneradores para controlar los incrementos y disminuciones de potencia debido a los cambios de velocidad del viento y también su uso reciente en los nuevos carros eléctricos por su capacidad de carga casi instantánea.

## **Capítulo 4: TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN FASORIAL, FACTS Y REDES NEURONALES**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

En el capítulo 5 se trata una técnica para coordinar el disparo de los relevadores de distancia en presencia de sistema flexible de transmisión. En el presente capítulo se define la tecnología medición necesaria para llevar a cabo esta técnica, como también los conceptos que hacen posible el funcionamiento de los sistemas de control necesarios para operar los relevadores de distancia y convertidores electrónicos.

### **4.2 TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN FASORIAL**

La tecnología de medición sincronizada de fasores (PMUs)<sup>1</sup> está bien establecida y está ganando fuerzas para su uso en las plataformas de sistemas de monitoreo. Esta tecnología provee un sistema ideal de medición para monitorear y controlar un sistema eléctrico, especialmente en condiciones críticas. Su característica principal es que mide los voltajes y corrientes de secuencia positiva en los distintos nodos de un sistema de potencia en tiempo real con tiempos de sincronización precisos. Estas mediciones sincronizadas de fasores permiten comparar distintos lugares de la red en base a una referencia y determinar su comportamiento dinámico, así como también, tomar acciones de control en base a las mediciones en tiempo real. La Fig. 4.1 ilustra este concepto [10]. Esta información es muy útil para la detección y análisis de las oscilaciones del sistema eléctrico con tiempos de ciclo del orden de milisegundos. En los cálculos fasoriales normalmente se utiliza la Transformada Discretas de Fourier (DFT)<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> PMUs: Phasor Measurement Units, por sus siglas en inglés.

<sup>2</sup> DFT: Discrete Fourier Transform, por sus siglas en inglés.

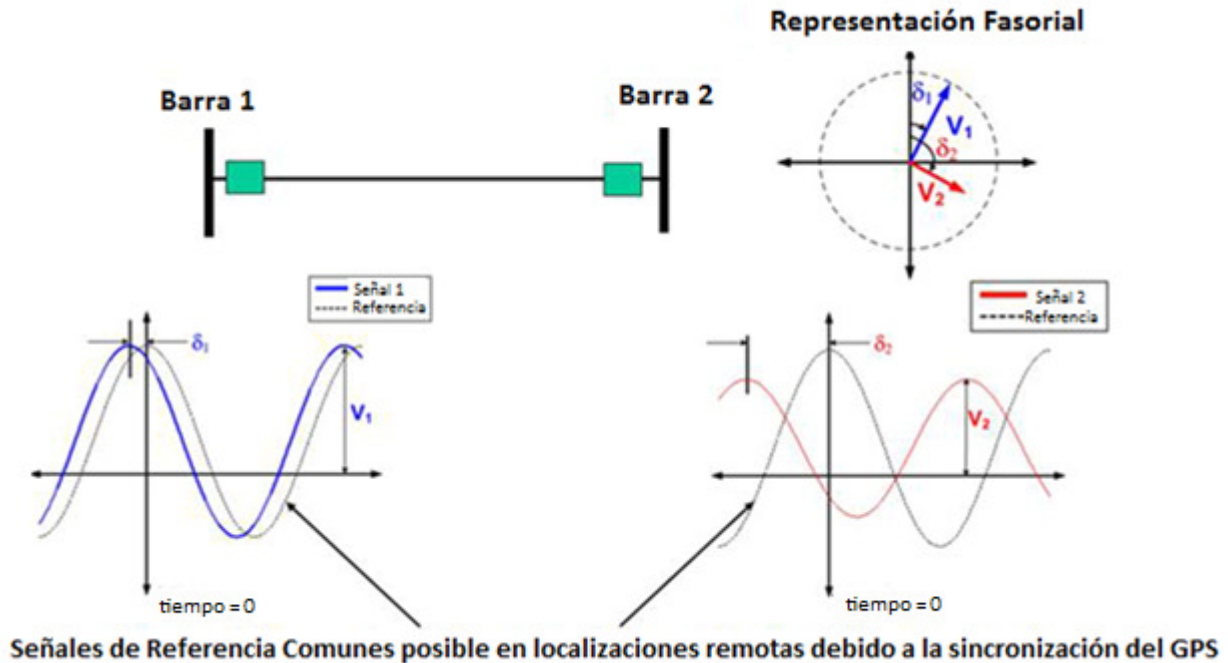


Fig. 4.1 Mediciones fasoriales.

Esta sincronización se hace posible a través de los sistemas de posicionamiento global (GPS). GPS es un programa patrocinado por el gobierno de los Estados Unidos que proporciona transmisiones de tiempo y localización sin cargo alguno. Puede proporcionar continuamente tiempos precisos con resolución de  $1\mu s$ . Otras tecnologías precisas de sistemas de posicionamiento son: el sistema satelital de navegación global (GLONASS)<sup>3</sup>, este es un sistema Ruso, y el Galileo que es un sistema Europeo que también es capaz de proporcionar tiempo preciso [11]. La transmisión GPS es obtenida por un receptor, éste envía un muestreo con un pulso de reloj, donde esta etiquetado el ángulo de fase y el tiempo en que se tomó la muestra, a un sistema convertidor analógico-digital. La muestra es luego convertida a un número complejo que representa la forma de onda etiquetada. Los fasores de las tres fases son combinados para producir la medición de la secuencia positiva. Diferencias de tiempo en las tomas de mediciones y en el proceso de análisis producen errores al computar los ángulos de fase. Como se ve en la Fig. 4.2 la diferencia de ángulos de fase entre dos conjuntos de mediciones sincronizadas es aproximadamente 10 grados [10]. Sin embargo, al tener 1 segundo de retardo en las tomas de mediciones, y luego computar la diferencia de ángulo de fase, se obtiene como resultado 5 grados de diferencia en los ángulos de fase de los dos conjuntos de mediciones lo cual es incorrecto. En este ejemplo los dos conjuntos representan la diferencia de ángulos entre cualesquiera dos nodos de un sistema eléctrico.

<sup>3</sup> GLONASS: Global Navigation Satellite System, por sus siglas en inglés.



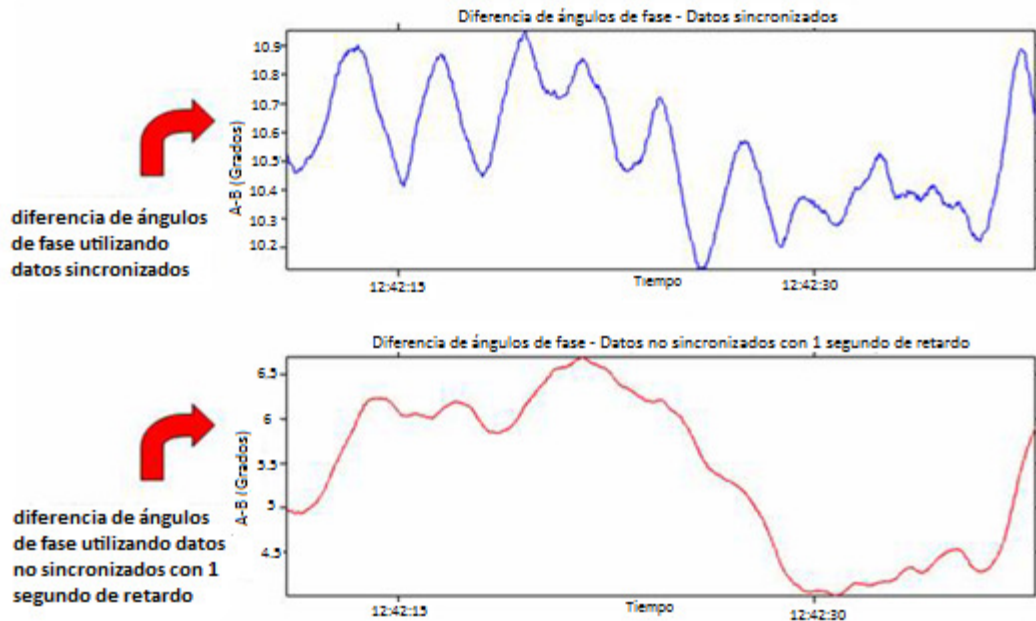


Fig. 4.2 Diferencias entre los ángulos de fase

Cualquier relevador digital que utilice datos de muestreo es capaz de producir la medición de la secuencia positiva. Utilizando un pulso sincronizado de un sistema derivado, tal como el receptor del GPS, la medición se puede colocar en un tiempo de referencia común. Así, potencialmente todos los relevadores digitales pueden proveer la medida de sincrofasores. Cuando las corrientes son medidas de esta manera se requiere que se tenga una alta resolución en la conversión de análogo a digital para poder representar las bajas cargas con suficiente precisión. Un convertidor analógico-digital de 16 bits generalmente proporciona una resolución adecuada para este tipo de carga, como también para las corrientes de falla.

Se requiere algún tipo de concentrador de datos para procesar las mediciones fasoriales con mayor eficacia. El más sencillo, es un sistema que va a recolectar los archivos grabados en cada punto de medición y luego busca la relación de archivos en diferentes puntos de medición de acuerdo a los tiempos en que fueron tomados. Esto permite hacer análisis del sistema y de los eventos que transcurren en el utilizando la precisión de la medición fasorial. Se requiere de una adquisición de datos continuos para aplicaciones en tiempo real. El concentrador de datos fasorial envía transmisiones de medidas fasoriales de un gran número de unidades de medición fasorial (PMUs), y revisa los datos, registra los disturbios, y vuelve a transmitir esta combinación de datos a otros sistemas de control y monitoreo.



### 43 SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

Los sistemas eléctricos convencionales se dice que son inflexibles debido a la falta de control en flujo de potencia especialmente en las líneas de transmisión. Esto se debe a que los parámetros y la configuración de la red son mayormente fijos y se rigen de la ecuación potencia ángulo. Esta ecuación nos permite determinar la transferencia de potencia de una red en función de los voltajes y la reactancia de la red entre dichos puntos. A continuación se muestra la ecuación:

$$P_E = P_{max} \sin \delta = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin \delta \quad (4.1)$$

La mayoría de los sistemas eléctricos están primordialmente controlados por equipos electromecánicos que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a su desgaste. Ésto lleva a que la red eléctrica tenga respuesta lenta ante contingencias dificultando el control del flujo de potencia en términos de velocidad y versatilidad.

La calidad de la energía se ha convertido en una gran preocupación debido a la conexión cada vez mayor de cargas sensibles, aparte de la necesidad de ofrecer mayor confiabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos de potencia. Estos requerimientos han llevado a desarrollar nuevas tecnologías para mejorar el control y la operación. Entre estas nuevas tecnologías se encuentran dos conceptos: sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna y sistemas flexibles y confiables e inteligentes para la entrega de energía eléctrica (FRIENDS)<sup>4</sup>. En estos sistemas los equipos de compensación basados en convertidores estáticos tienen un rol muy importante.

La filosofía de los FACTS fue creada en los años ochenta para resolver problemas causados por las restricciones de construcción de nuevas líneas de transmisión, para mejorar la estabilidad de potencia, y para facilitar el intercambio de potencia entre diferentes compañías generadoras y grandes consumidores de potencia. Por el otro lado, la filosofía de FRIENDS fue creada en los años noventa y su propósito es identificar la operación de las empresas eléctricas con los nuevos compensadores estáticos y sistemas de comunicación. Su meta consiste en desarrollar sistemas de entrega de energía donde los sistemas distribuidos de energía y los sistemas distribuidos de almacenamiento estén localizados cerca de la carga [12].

Los FACTS tienen dos objetivos principales, a saber, incrementar la capacidad de transferencia de potencia de las líneas de transmisión y mantener el flujo de potencia sobre las

<sup>4</sup>FRIENDS: Flexible Reliable and Intelligent electrical Energy Delivery Systems, por sus siglas en inglés.

rutas deseadas. El primer objetivo implica que los flujos de potencia sobre una línea se puedan llevar hasta el límite térmico de ésta, forzando la corriente nominal a través de la impedancia serie. Ésto no significa que las líneas normalmente se deban operar al límite térmico, sino que exista esa capacidad en algún momento necesario para resolver las contingencias del sistema. El segundo objetivo implica que los flujos de potencia se puedan restringir a líneas designadas, esto es controlando la corriente de la línea (por ejemplo, cambiando la impedancia efectiva de la línea).

Los FACTS ofrecen la oportunidad de controlar y mejorar la capacidad de potencia en los sistemas de transmisión actuales. El control del flujo de potencia ayuda a aumentar la capacidad de potencia que se puede transferir a través de las líneas existentes. Ésto es posible ya que los controladores de los FACTS pueden ajustar los parámetros del sistema eléctrico tales como: las impedancias serie y paralelo (shunt), corriente, voltaje, ángulo de fase, y amortiguar oscilaciones de potencia. Para el desarrollo de estos equipos se necesita de compensadores y controladores basados en el uso de electrónica de potencia. La coordinación y el control de estos compensadores, para ofrecerle al sistema el máximo de los beneficios y prevenir interacciones con diferentes configuraciones del sistema en condiciones de funcionamiento normal y contingencias, es otro desafío tecnológico. Como ejemplo se estudiará la coordinación de la característica de disparo de un relevador de distancia en presencia de un control unificado de flujo de potencia (UPFC)<sup>5</sup>, presentado en el capítulo siguiente.

Se han desarrollado diferentes tipos de controles de FACTS para la compensación en serie y paralelo, derivación o shunt. La compensación serie se utiliza manejando las características naturales de la línea para controlar el voltaje a través de la misma e incrementar la potencia transmitida en estado estable. Mientras que la compensación en derivación se utiliza para cambiar la impedancia de la línea y es altamente efectiva para controlar el flujo de potencia a través de la misma, y también mejora la estabilidad del sistema. La mayoría de los controles de los FACTS manejan la potencia reactiva para controlar el perfil del voltaje e incrementar la estabilidad del sistema eléctrico. La compensación reactiva utilizando los FACTS resuelve muchos problemas en transmisión y a los usuarios, especialmente los problemas de calidad de energía, ya que la mayoría de los problemas de calidad de energía se aminoran o se resuelven con el control adecuado de la potencia reactiva. La compensación reactiva ayuda a mantener un perfil fijo de voltaje, mejora el rendimiento de los sistemas de alto voltaje en corriente directa, mejora la eficiencia de la transmisión, control de los sobrevoltajes en estado estable o transitorio y evita interrupciones del sistema [12].

Con apoyo del uso de la electrónica de potencia, poderosas herramientas analíticas, tecnologías avanzadas de control y computación, compensadores estáticos también conocidos

---

<sup>5</sup> UPFC: Unified Power Flow Controller, por sus siglas en ingles.

como controladores de FACTS, han desarrollado un nuevo concepto de la operación de los sistemas de transmisión, el cual entra dentro de los Smart Grids.

#### 4.3.1 Compensación en Derivación

La compensación en derivación se utiliza para controlar la cantidad de potencia reactiva que fluye en el sistema eléctrico. La potencia reactiva generada por una fuente de corriente alterna (CA) se almacena en un capacitor o un reactor durante un cuarto de ciclo, luego se retorna a la fuente en el siguiente cuarto de ciclo. La potencia reactiva oscila entre la fuente de CA y el capacitor o el reactor, a una frecuencia igual a dos veces la nominal del sistema, sea éste de 50 o 60 Hz. Por esta razón, se puede hacer la compensación con equipos estáticos o generadores de VAR evitando que haya circulación entre la carga (capacitiva o inductiva) y la fuente, y al mismo tiempo mejorando la regulación de voltaje y la estabilidad del sistema. La compensación reactiva se puede hacer con generadores de VAR conectados en serie o paralelo.

##### 4.3.1.1 Principios de Operación

En la Fig. 4.3(a), adaptada de [12], se muestra un pequeño sistema sin compensación con una carga con un voltaje  $V_2$ , una impedancia de línea, y una fuente  $V_1$ . El diagrama fasorial referencia el ángulo de la corriente con el de la carga, esto significa que la corriente activa  $I_P$  está en fase con  $V_2$ . Para una adecuada operación se requiere potencia reactiva por parte del generador incrementando flujo de corriente desde la fuente a las líneas. Si se entrega energía reactiva cerca de la carga, la corriente que circula por la línea se minimiza llevando a una reducción en pérdidas por transmisión y mejorando la regulación de voltaje en terminales de la carga. Esto se soluciona en la Fig. 4.3(b) con un capacitor con fuente de corriente, también podría ser con fuente de voltaje. Como resultado de la compensación de la corriente  $I_Q$  de la carga se puede eliminar casi completamente la componente reactiva de la fuente.

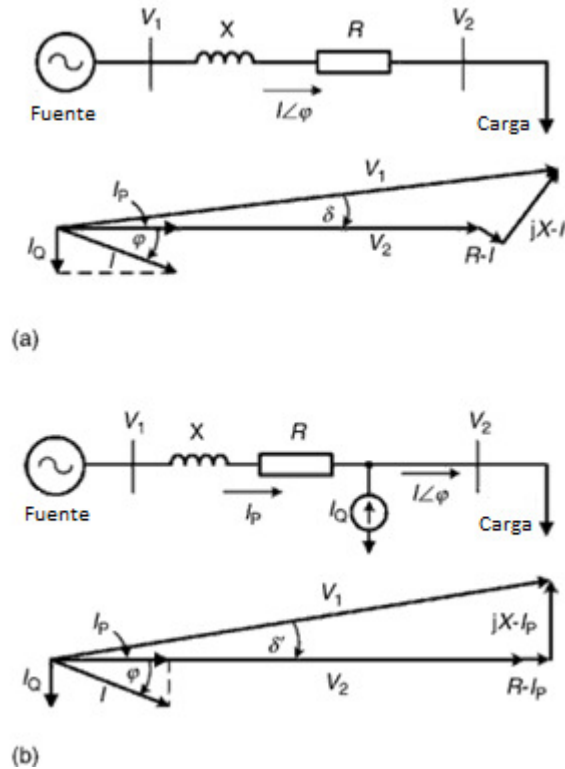


Fig. 4.3 Principios de la compensación en derivación en un sistema CA radial. (a) Diagrama fasorial sin compensación reactiva. (b) Compensación en derivación con una fuente de corriente.

Las ventajas de utilizar generadores de VAR, como las fuentes de voltaje o de corriente (en vez de inductores o capacitores), es que la potencia reactiva generada es independiente del voltaje en el punto de interconexión y también tiene un amplio rango de ajuste. Ésto vendría siendo una ventaja ante el uso de capacitores o inductores que sí dependen del voltaje en el punto de interconexión.

#### 4.3.2 Compensación en Serie

Se utilizan capacitores para reducir la reactancia equivalente de la línea de transmisión a frecuencia nominal, incrementando el voltaje en terminales de la carga. La inyección de potencia reactiva en serie, de manera regulada, balancea parte de la reactancia de la línea.

##### 4.3.2.1 Principios de Operación

El principio de operación de todos los controladores serie es inyectar un voltaje en serie con la línea, eliminando el desbalance de voltaje en las terminales de carga, y entregando la componente de voltaje necesario para operar con un valor nominal, constante y balanceado.

Como se muestra en la Fig. 4.4, adaptada de [12], se puede lograr un factor de potencia unitario en  $V_2$ . El voltaje de compensación se ha agregado entre la línea y la carga para cambiar el ángulo de  $V_2$  que resulta en el voltaje en la carga. Se puede lograr factor de potencia unitario en  $V_2$  ajustando de manera adecuada la magnitud y ángulo del voltaje de compensación. El diagrama fasorial de la Fig. 4.4.b la compensación de voltaje ocurre en dirección contraria a la caída de voltaje en la inductancia de la línea. La corriente de carga no se puede cambiar en este tipo de configuración, ésto significa que el voltaje de compensación se debe de ajustar para alcanzar el voltaje requerido en las terminales de carga.

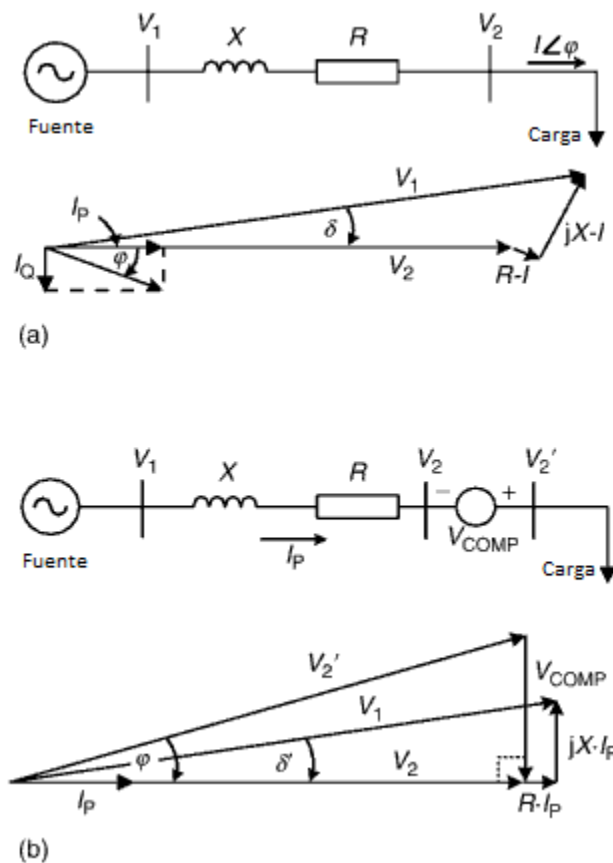


Fig. 4.4 Principios de la compensación en serie en un sistema CA radial. (a) Diagrama fasorial sin compensación reactiva. (b) Compensación en serie con una fuente de voltaje.

El compensador en serie puede generar tanto potencia activa como reactiva, dependiendo de la carga y los requerimientos del sistema. La compensación en serie básicamente se utiliza para mejorar la regulación de voltaje en los sistemas de transmisión y distribución.

#### 4.4 CONTROL UNIFICADO DE FLUJO DE POTENCIA

El UPFC consiste en la combinación de un compensador en serie y un compensador shunt conectados a través de un bus de continua. Ésto permite un flujo bidireccional de potencia activa entre las terminales de alterna de ambos convertidores y control de potencia reactiva (independientemente), cada convertidor puede generar o absorber potencia reactiva. La Fig. 4.5 muestra este concepto [12].

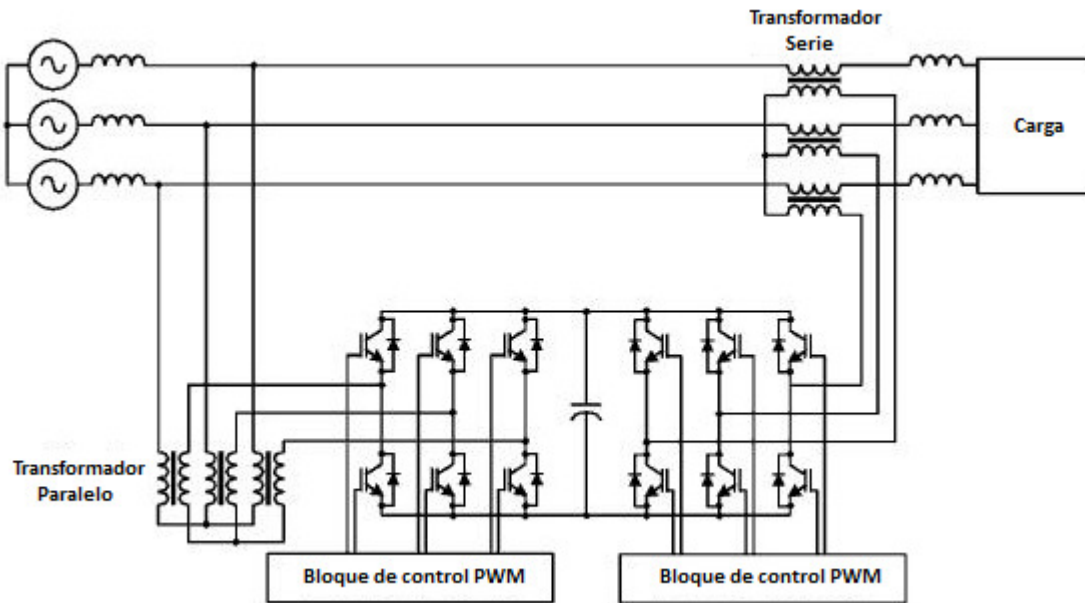


Fig. 4.5 Topología de un UPFC.

El compensador en serie inyecta un voltaje con magnitud y fase controlable, en serie con la línea de transmisión. El compensador shunt entrega o absorbe la potencia real demandada por el compensador en serie a través del bus de continua. El compensador en serie es quien hace la función principal de UPFC inyectando un voltaje  $V_{pq}$  de magnitud controlable ( $0 \leq V_{pq} \leq V_{pqmax}$ ) y ángulo de fase  $\rho$  controlable ( $0 \leq \rho \leq 360^\circ$ ), a frecuencia nominal, en serie con la línea a través del transformador. La corriente de la línea de transmisión fluye a través de la fuente de voltaje en serie resultando en un intercambio de potencia real y reactiva entre el UPFC y el sistema eléctrico. La potencia real intercambiada del lado del compensador shunt es convertida a potencia directa a través del inversor, ésta aparece en el bus de continua como una demanda positiva o negativa. El intercambio de potencia reactiva se genera internamente en el inversor.

La función del inversor en paralelo es de entregar o absorber la potencia real demandada por el compensador en serie, aunque también puede funcionar independientemente como un compensador en paralelo entregando o absorbiendo energía reactiva para la línea. El

compensador en paralelo se puede operar a factor de potencia unitario ya que la potencia reactiva se controla en el punto de conexión del compensador en serie. Ésto significa que no hay un flujo continuo de potencia reactiva a través del UPFC.

#### 4.5 REDES NEURONALES ARTIFICIALES

Las redes neuronales artificiales (ANNs)<sup>6</sup>, fueron originalmente una simulación abstracta de los sistemas nerviosos biológicos, formados por un conjunto de unidades llamadas "neuronas" o "nodos" conectadas unas con otras. Estas conexiones tienen una gran semejanza con el cuerpo, las dendritas y los axones que forman el sistema nervioso de los seres vivos, tal como se muestra en la Fig. 4.6 [13].

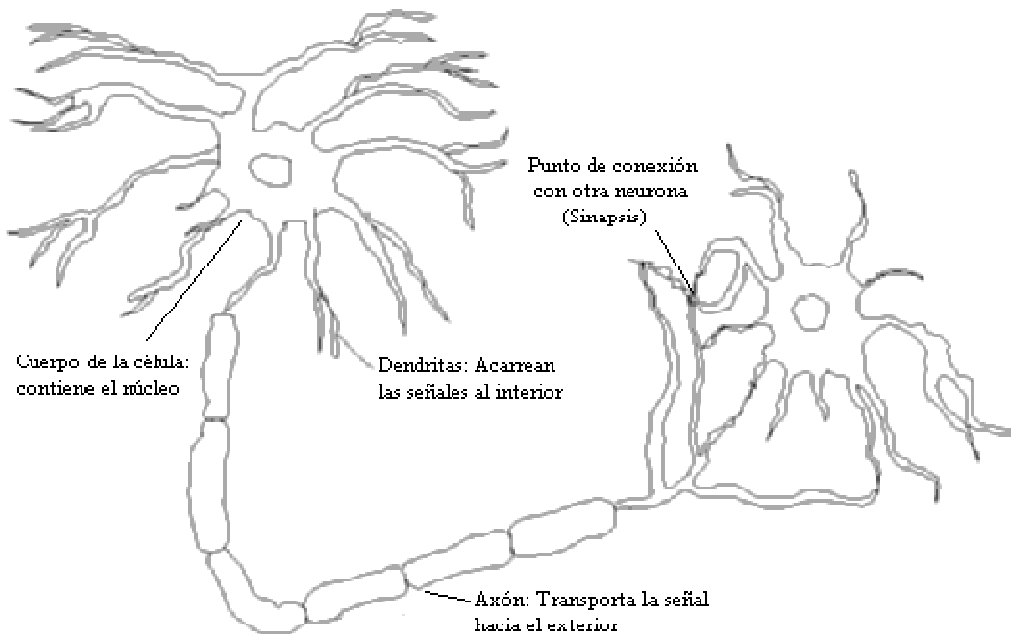


Fig. 4.6 Neuronas biológicas de los seres vivos.

En 1943 McCulloch y Pitts desarrollaron un modelo abstracto y simple de una neurona artificial, éste es el elemento básico de procesamiento en una red neuronal artificial. En la Fig. 4.7 se muestra este concepto [14].

A continuación se dará una breve introducción de las ANNs para luego introducir su uso al tema que nos compete, éste es coordinar protecciones eléctricas en redes modernas.

<sup>6</sup> ANNs: Artificial Neural Networks, por sus siglas en inglés.

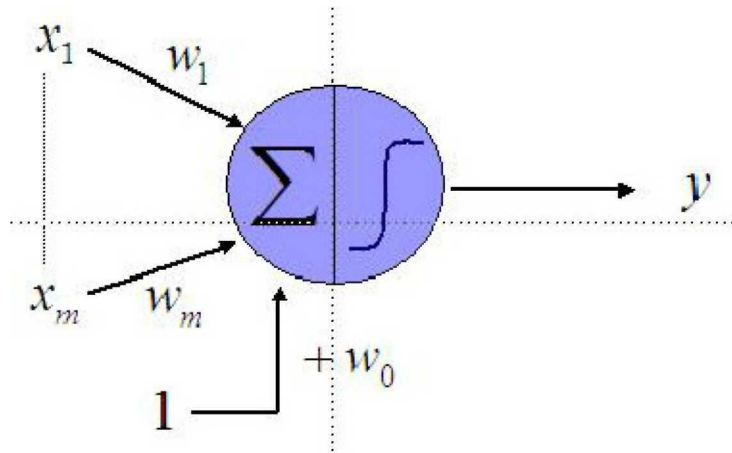


Fig. 4.7 Modelo de una neurona artificial.

La neurona artificial está compuesta por un vector de pesos  $w = (w_1, \dots, w_m)^T$  que es equivalente a las conexiones de todas las sinapsis en la red,  $w_0$  es el umbral de acción o activación, el vector  $\vec{x}$  es la entrada y el escalar  $y$  la salida de la unidad. La actividad consiste en generar una única salida  $y$  a partir de la aplicación de la función de activación  $\gamma$  y a la suma ponderada entre el vector de entrada  $\vec{x} = (x_1, \dots, x_m)^T$  y el vector de pesos  $w = (w_1, \dots, w_m)^T$  más un sesgo  $w_0$ , obteniéndose la siguiente expresión:

$$y = \gamma\left(\sum_{i=1}^m w_i x_i + w_0\right) \quad (4.2)$$

donde  $\gamma$  es una función no-lineal. Esta función propuesta tiene una salida binaria  $\pm 1$  conocida como la función de todo o nada que equivale a la función signo dada por

$$\gamma(z) = \text{sgn}(z) = \begin{cases} 1 & z \geq 0 \\ -1 & z < 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

También está la función de salida binaria con escalón unitario

$$\gamma(z) = U(z) = \begin{cases} 1 & z \geq 0 \\ 0 & z < 0 \end{cases} \quad (4.4)$$

Si se consideran neuronas con respuestas de procesamiento gradual se pueden usar funciones de activación lineales como

$$y(z) = \tan(z) \quad (4.5)$$

o de forma sigmoïdal como la función logística



$$\gamma(z) = \frac{1}{1 + e^{-z}} \quad (4.6)$$

o la tangente hiperbólica

$$y(z) = \tanh(z) \quad (4.7)$$

#### 4.5.1 Características de las Redes Neuronales

Las redes neuronales están caracterizadas por:

- Un conjunto de unidades elementales, cada una de las cuales posee bajas capacidades de procesamiento.
- Una densa estructura interconectada usando enlaces ponderados.
- Parámetros libres que deben ser ajustados para satisfacer los requerimientos de desempeño.
- Un alto grado de paralelismo.

Otra característica de las redes neuronales es que tienen capacidad de aprendizaje. El aprendizaje es el proceso a través del cual una red neuronal modifica sus pesos en respuesta a una información de entrada. Se puede afirmar que el proceso de aprendizaje ha finalizado (la red ha aprendido) cuando los valores de los pesos permanecen estables ( $\frac{dw_{ij}}{dt} = 0$ ). Para diferenciar entre aprendizajes se considera si la red puede aprender durante su funcionamiento normal (en tiempo real), o si el aprendizaje supone la desconexión de la red. Existen redes supervisadas y no supervisadas, la diferencia es que las supervisadas tienen un agente externo que controla el aprendizaje de la red.

Las redes supervisadas determinan la respuesta que debería generar la red a partir de una entrada determinada. El supervisor comprueba la salida de la red y en el caso de que ésta no coincida con la deseada, se procederá a modificar los pesos de las conexiones, con el fin de conseguir que la salida se aproxime a la deseada.

Las redes no supervisadas presentan sólo un conjunto de patrones a la ANN, y el objetivo del algoritmo de aprendizaje es ajustar los pesos de la red de manera tal que la red encuentre alguna estructura o configuración presente en los datos.

#### 4.5.2 Red de Función de Base Radial

La red de función de base radial (RBFN)<sup>7</sup> está conformada por tres capas. La capa de entrada que sirve para los ejemplos o patrones de entrenamiento y prueba, la capa oculta completamente interconectada entre todos sus nodos con la capa de entrada y activada a través de la función radial (Gaussiana) y, la capa de salida, también completamente interconectada a la capa oculta y activada a través de una función lineal continua.

Las RBFN están influenciadas por una transformación no lineal originada en la capa oculta a través de la función radial, y una lineal en la capa de salida a través de la función lineal continua. La función Gaussiana está dado por

$$F = e^{-\frac{(X-\mu)^2}{\sigma^2}} \quad (4.8)$$

donde  $X$ = vector de entrada,  $\mu$  = centro de la región Gaussiana, y  $\sigma$ = ancho de la región Gaussiana. Estos valores en todas las funciones de activación, usualmente son escalonados. Si el vector de entrada  $X$  de una región está en el centro de la región, entonces ese nodo en particular de la capa oculta se activará. Si el vector de entrada está entre dos regiones Gaussianas y dentro del ancho de cada región, entonces ambos nodos se activan parcialmente. Cuando el vector está lejos de las regiones Gaussianas, entonces no habrá salida en la red excepto la salida del nodo de bias. El nodo de bias está siempre activo para poder ajustar el umbral como si ajustara un peso sináptico. Esto es, una neurona se activa al superar el valor de umbral introducido por el nodo de bias. La Fig. 4.8 muestra la topología de la RBFN [15].

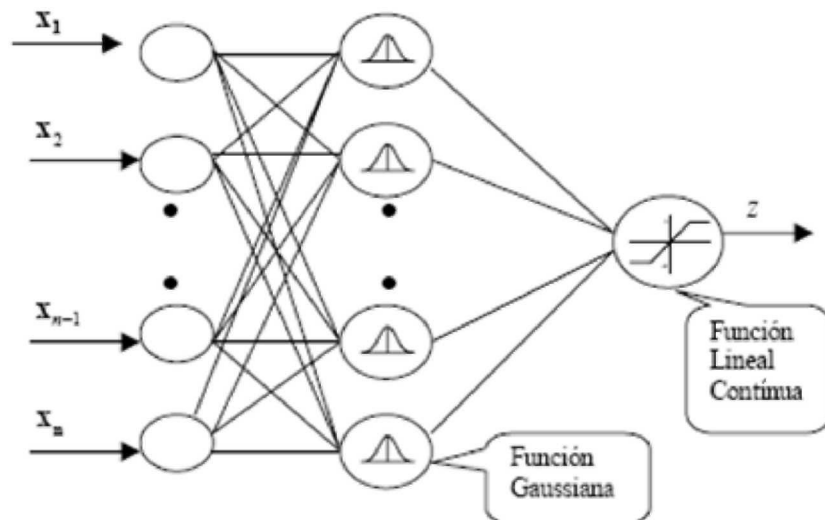


Fig. 4.8 Topología de la RBFN.

<sup>7</sup> RBFN: Radial Basis Function Network, por sus siglas en inglés.

En los diseños prácticos de los RBFN los parámetros de  $\mu$  y  $\sigma$  se deben de elegir para que se traslapen las funciones de activación, así varias neuronas tienen alguna activación con cada entrada. Todas las neuronas con base radial no son altamente activas para una sola entrada. Ésto permite que su aprendizaje sea más rápido y fácil que otros tipos de redes neuronales como las de propagación hacia atrás.

#### 4.5.3 Redes Neuronales de Regresión Generalizada

Las topologías de los modelos de redes neuronales de regresión generalizada (GRNN)<sup>8</sup> están conformadas por cuatro capas. La primera de ellas representa el vector de entradas donde las neuronas de entrada estandarizan las variables restando la media y dividiendo entre el rango intercuartil, luego estos valores pasan a la capa oculta. El valor de la neurona en esta capa no visible, se obtiene al aplicar la función de activación,  $h_i = e^{-D_i^2/(2\sigma^2)}$ , que es una extensión de la función multivariante Gaussiana. En la tercera capa, llamada capa de patrón, solo hay dos neuronas. Una neurona es el denominador y contiene la suma de los pesos que vienen de la capa oculta. La otra neurona es el numerador y contiene la suma de los pesos multiplicados por el valor esperado de cada neurona oculta. Finalmente, en la cuarta capa se obtiene la salida que contiene la división del numerador entre el denominador. La Fig. 4.9 ilustra este concepto [16].

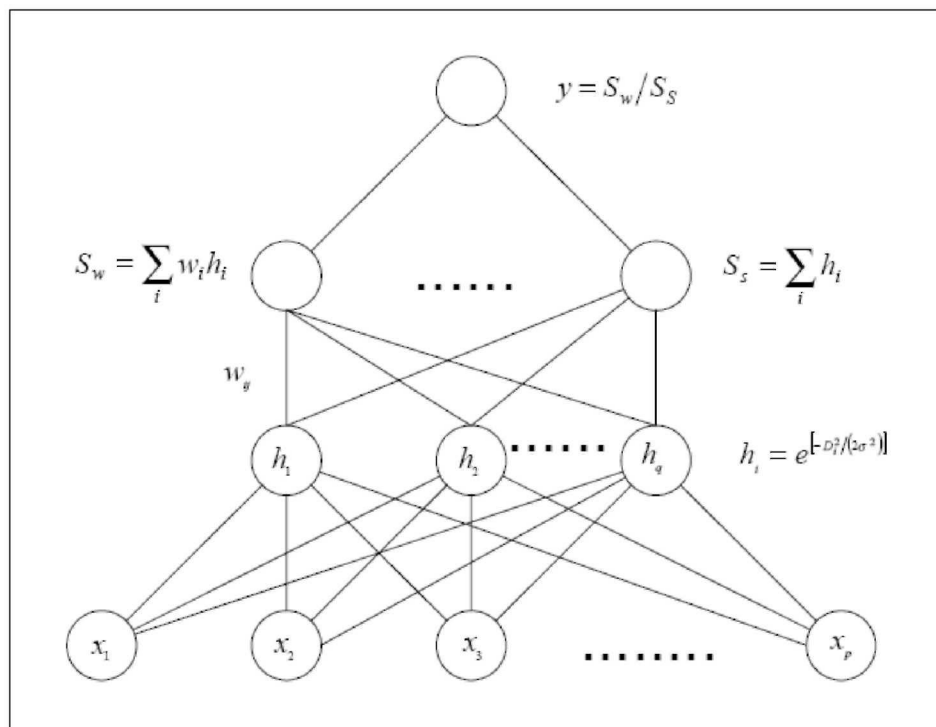


Fig. 4.9 Topología de la GRNN.

<sup>8</sup> GRNN: Generalized Regression Neural Networks, por sus siglas en inglés.

Los incisos discutidos en este capítulo fueron presentados para introducir y tener un mejor entendimiento del tema que nos compete en el siguiente capítulo. En este se discute un esquema adaptivo de control de relevadores de distancia en presencia de un UPFC utilizando redes de área extensa (WAMS)<sup>9</sup>. Los PMUs están dentro de la categorías de WAMS, por eso de manera generalizada se describe así en el tema del siguiente capítulo. Entonces se considera cualquier tecnología que cumpla con la misma función de las unidades PMU.

---

<sup>9</sup> WAMS: Wide Area Measurement Systems, por sus siglas en inglés.

## **Capítulo 5: ESQUEMA ADAPTIVO DE CONTROL DE RELEVADORES DE DISTANCIA EN PRESENCIA DE UN UPFC UTILIZANDO WAMS**

### **5.1 INTRODUCCIÓN**

Los altos costos de instalación de nuevas líneas, la congestión en las líneas debido a la alta demanda eléctrica, y un mayor control y estabilidad del sistema, han creado en las líneas de transmisión la necesidad de que las mismas sean aprovechadas y manejadas de la manera más eficiente posible. Se ha probado que la tecnología de FACTS ayuda a mejorar la estabilidad del sistema y mantener los flujos de carga en las líneas dentro de los límites requeridos. Sin embargo, implementación de equipos de control de FACTS trae nuevos desafíos dentro del área de protección de las líneas de transmisión, ya que estos dispositivos cambian de manera dinámica la impedancia dentro de las zonas de protección.

Como se había mencionado en el capítulo anterior, la compensación en serie en los sistemas eléctricos incrementa la capacidad de transferencia de potencia, mejora la estabilidad transitoria y aminora las oscilaciones de potencia. La compensación en paralelo, o compensación shunt, se utiliza para abastecer energía reactiva dependiendo del perfil dinámico del voltaje del sistema. En consecuencia, las regiones de disparo de los relevadores de distancia dentro de estos sistemas de transmisión donde exista control de FACTS, quedan por encima o por debajo del valor de la impedancia real llevando a un funcionamiento indebido de los mismos.

Se analizarán dos casos [17]:

- Funcionamiento continuo del UPFC durante una falla sin importar la localización de la misma.
- Funcionamiento en modo bypass: si la corriente de línea excede la corriente nominal que puede soportar el inversor del UPFC, ésto depende de la impedancia de línea y localización de la falla, el UPFC trabajará en modo bypass.

Las respuestas de los relevadores dependen de los modos de funcionamiento del UPFC. Por tanto, es altamente recomendable un esquema de distancia adaptivo que discrimine entre zonas de protección, a pesar de los cambios dinámicos debido a la inyección de potencia del UPFC y sus modos de operación. Se necesitan de los WAMS para obtener los parámetros de control de los FACTS y así clasificar las zonas de impedancia de los relés de distancia.

En este estudio se utiliza una estructura RBFN (descrito en 4.5.2) para las clasificaciones de las zonas de disparo. Se determinan las zonas de disparos utilizando una GRNN (descrito en 4.5.3) para una configuración de control dada del UPFC bajo un amplio rango de operación.

## **5.2 ANÁLISIS DE LA IMPEDANCIA APARENTE CON UN UPFC**

Los modos de control más utilizados en los UPFC son: control automático del flujo de potencia y regulación de voltaje. Todos los casos analizados utilizan el control automático del flujo. Ésto es debido a que en estos modos de control, para minimizar los errores en la línea, la inyección de voltaje en serie es ajustada automáticamente y fluye potencia reactiva de acuerdo a estos ajustes.

El cálculo de la impedancia aparente se realiza utilizando el método de componentes simétricas del voltaje y la corriente medida en el relé.

### **5.2.1 UPFC en Modo de Control Automático del Flujo de Potencia**

Consideramos el UPFC localizado cerca del relevador de distancia. El voltaje medido en el punto del relé consiste en:

- Caída de voltaje debido a la impedancia de secuencia positiva
- Caída de voltaje de secuencia cero en las impedancias de línea
- Inyección de voltaje en serie a la línea
- Caída de voltaje en la línea debido a la inyección de corriente del UPFC
- Caída de voltaje en la resistencia de falla

La Fig. 5.1, muestra este sistema [17].

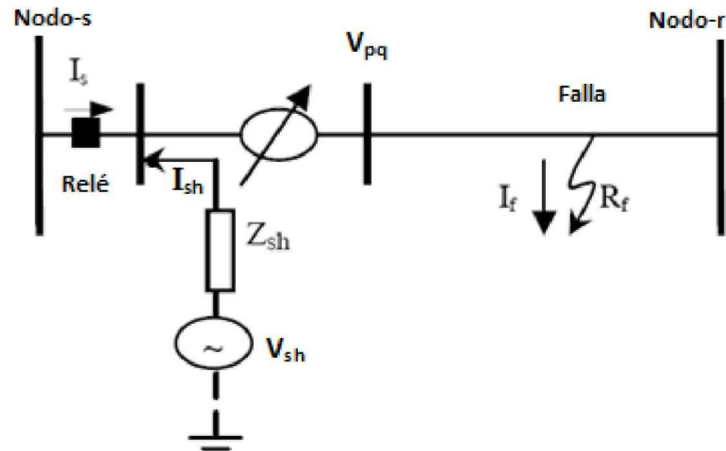


Fig. 5.1 UPFC localizado cerca del nodo del relé.

De la Fig. 5.2 obtenemos para una falla a 50% de la línea:

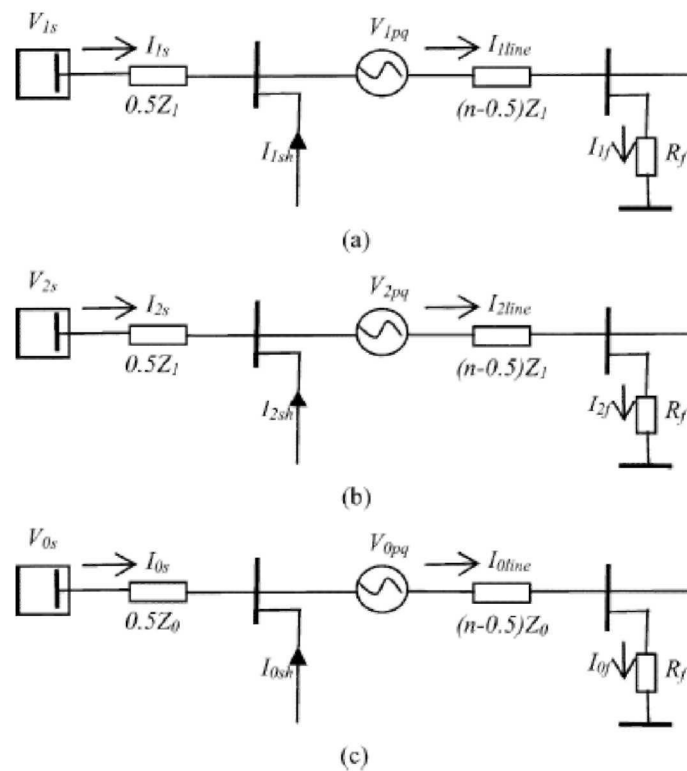


Fig. 5.2 Redes de secuencia desde el relevador hasta la falla. (a) Red de secuencia positiva. (b) Red de secuencia negativa. (c) Red de secuencia cero. [18]

$$V_{1s} = I_{1s}0.5Z_1 + V_{1pq} + I_{1línea}(n - 0.5)Z_1 + R_f I_{1f} \quad (4.1)$$

$$V_{2s} = I_{2s}0.5Z_1 + V_{2pq} + I_{2línea}(n - 0.5)Z_1 + R_f I_{2f} \quad (4.2)$$

$$V_{0s} = I_{0s}0.5Z_0 + V_{0pq} + I_{0línea}(n - 0.5)Z_0 + R_f I_{0f} \quad (4.3)$$

$$I_{1línea} = I_{1s} + I_{1sh} \quad (4.4)$$

$$I_{2línea} = I_{2s} + I_{2sh} \quad (4.5)$$

$$I_{0línea} = I_{0s} + I_{0sh} \quad (4.6)$$

donde

$V_{1s}, V_{2s}, V_{0s}$	voltajes de secuencia en el punto relé;
$V_{1pq}, V_{2pq}, V_{0pq}$	inyecciones de voltajes de secuencia en serie por parte del UPFC;
$I_{1s}, I_{2s}, I_{0s}$	corrientes de secuencia en el punto relé;
$I_{1línea}, I_{2línea}, I_{0línea}$	corrientes de secuencia en la línea de transmisión;
$I_{1f}, I_{2f}, I_{0f}$	corrientes de secuencia en la falla;
$I_{1sh}, I_{2sh}, I_{0sh}$	inyecciones de corrientes de secuencia shunt por parte del UPFC;
$Z_1, Z_0$	impedancia de secuencia de la línea de transmisión;
$n$	distancia en por unidad desde el relevador hasta la falla.

Obviamos el aporte de la inyección de corriente shunt del UPFC, ya que esta se queda circulando en la conexión delta del lado del UPFC. Entonces, de las ecuaciones anteriores se puede derivar el voltaje medido en el nodo s (en el punto del relevador) como:

$$V_s = nI_s Z_1 + nI_{0s}(Z_0 - Z_1) + I_{sh}(n - 0.5)Z_1 + V_{pq} + R_f I_f \quad (4.7)$$

donde,

$$V_s = V_{1s} + V_{2s} + V_{0s} \quad (4.8)$$

$$I_s = I_{1s} + I_{2s} + I_{0s} \quad (4.9)$$

$$I_{sh} = I_{1sh} + I_{2sh} + I_{0sh} \quad (4.10)$$

$$V_{pq} = V_{1pq} + V_{2pq} + V_{0pq} \quad (4.11)$$

Si tomamos en cuenta una falla de línea a tierra en la fase A, sin la presencia del UPFC, la relación entre el voltaje y la corriente de la fase se puede representar como [19]:

$$V_A = I_A Z_1 + I_0(Z_0 - Z_1) \quad (4.12)$$

$$= I_A(R_1 + jX_1) + I_0[R_0 - R_1 + j(X_0 - X_1)]$$

$$= R_1(I_A + \frac{R_0 - R_1}{R_1} I_0) + jX_1(I_A + \frac{X_0 - X_1}{X_1} I_0)$$

donde  $R_+$  y  $R_0$  son las partes resistivas de la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero respectivamente.  $X_+$  y  $X_0$  son las partes reactivas de la impedancia de secuencia positiva y



secuencia cero respectivamente.  $V_a$ ,  $I_a$  y  $I_0$  son el voltaje de fase 'A', corriente de fase 'A' y la corriente de secuencia cero respectivamente.

Entonces la medición de distancia con compensación de secuencia cero se puede representar como:

$$Z_A = R_A + jX_A \quad (4.13)$$

$$= \frac{|V_r|}{|I_A + k_r I_0|} + j \frac{|V_x|}{|I_A + k_x I_0|}$$

donde

$$k_r + jk_x = K_z = \frac{R_0 - R_1}{R_1} + j \frac{X_0 - X_1}{X_1} \quad (4.14)$$

$R_A$  y  $X_A$  son las componentes resistivas y reactivas de la medición de distancia.  $V_r$  es la componente de  $V_a$  que está paralelo a " $I_a + k_r I_0$ ".  $V_x$  es la componente de  $V_a$  que está perpendicular a " $I_a + k_x I_0$ ". Se le llama  $K_z$  al factor de compensación de secuencia cero. Se utiliza la compensación de secuencia cero para asegurar una correcta medición de la impedancia de secuencia positiva para las fallas de línea a tierra.

Si se considera una línea de transmisión sin UPFC, para una falla de línea a tierra, obtenemos la impedancia aparente del relevador de distancia. Modificando (4.7) con una resistencia de falla a tierra igual a cero tenemos que:

$$Z = \frac{V_s}{I_s + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_{0s}} = \frac{V_s}{I_{relé}} \quad (4.15)$$

Ahora si consideramos el UPFC en el sistema tenemos:

$$Z = \frac{V_s}{I_s + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_{0s}} = \frac{V_s}{I_{relé}}$$

$$= nZ_1 + \frac{I_{sh}}{I_{relé}} (n - 0.5)Z_1 + \frac{V_{pq}}{I_{relé}} + \frac{I_f}{I_{relé}} R_f \quad (4.16)$$

De la ecuación (16) podemos ver que al aplicar relevadores convencionales de distancia, durante una falla de línea a tierra, en las líneas de transmisión con UPFC, la impedancia aparente vista por el relevador está compuesta por tres partes: impedancia de secuencia positiva desde el punto del relevador hasta el punto de la falla, la segunda contiene el impacto del UPFC que se puede dividir en dos partes más; una resulta de la inyección de corriente shunt y la otra es la

inyección del voltaje en serie, la última parte de la impedancia aparente es debido a la resistencia de falla.

El análisis anterior ilustra el efecto que tiene el UPFC sobre la impedancia aparente y por ende sobre el funcionamiento del relevador.

### 5.2.2 Modo Bypass

Este modo es una protección propia del UPFC ya que tiene un límite de flujo de potencia a través del controlador en serie, para que éste no se averíe. En este modo la ecuación (4.7) se modifica a:

$$V_s = nI_s Z_1 + nI_{0s}(Z_0 - Z_1) + I_{sh}(n - 0.5)Z_1 + R_f I_f \quad (4.17)$$

ya que la inyección de voltaje por parte del UPFC se hace cero.

La transición a modo bypass ocurre dentro de unos microsegundos debido al accionamiento de un interruptor electrónico de bypass en el lado secundario del transformador en serie.

## 53 AJUSTES COMPUTACIONALES DE CONTROL DEL UPFC

Para saber cuáles son los flujos de potencia que circulan a través del UPFC se han utilizado estimadores de estado, pero los procedimientos de los estimadores de estado involucran técnicas de optimización no lineales, llevando a tiempos de computación más largos. Gracias a los PMUs, este proceso se ve totalmente eliminado y se obtienen tiempos de respuesta en línea (en tiempo real). Con esto equipos de comunicación de alta velocidad se obtiene un intercambio de información entre terminales de líneas en un rango de 100 - 200ms [17]. Ésto ayuda obtener de manera sincronizada, en los relevadores, los perfiles de voltaje y los flujos de potencia de la línea protegida.

Los ajustes de control del UPFC son computados después de obtener los resultados de las corridas de flujos de potencia. La Fig. 5.3 muestra el diagrama equivalente de una línea de transmisión con un UPFC.

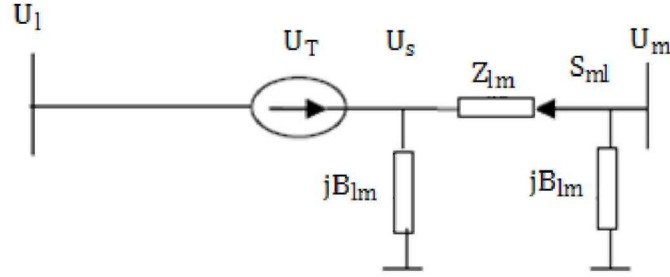


Fig. 5.3 Circuito equivalente de una línea de transmisión con un UPFC.

Los flujos de potencia de 'm' a 'l' se pueden obtener con las ecuaciones básicas de flujos de potencia, como

$$S_{ml} = \left( \frac{U_m + U_s}{Z_{lm}} + jB_{lm}U_m \right)^* U_m \quad (4.18)$$

donde,  $U_s = U_l + U_r$

$$S_{ml} = \left( \frac{U_m - U_l}{Z_{lm}} + jB_{lm}U_m \right)^* U_m - \left( \frac{U_m}{Z_{lm}} \right)^* U_m \quad (4.19)$$

$$S_{ml} = P_f + jQ_f + \Delta S_e \quad (4.20)$$

donde,

$$P_f + jQ_f = \left( \frac{U_m - U_l}{Z_{lm}} + jB_{lm}U_m \right)^* U_m \quad (4.21)$$

$$\Delta S_e = - \left( \frac{U_T}{Z_{lm}} \right)^* U_m \quad (4.22)$$

$\Delta S_e$  y  $U_r$  es la inyección de potencia del UPFC y la inyección de voltaje en serie, respectivamente. Con las ecuaciones (4.20), (4.21), y (4.22) podemos calcular a  $U_r$  teniendo los datos de los flujos de potencia y los ángulos y los perfiles de voltaje en 'm' y 'l'. Estos parámetros se disponen por el uso de los PMUs instalados en ambos nodos.

## 5.4 SIMULACIÓN

El presente sistema modelado contempla un sistema de transmisión a 345 kV, 10 generadores y 29 cargas. Las líneas tienen modelos tipo n y las cargas se consideran constantes. La Fig. 5.4 muestra el diagrama unifilar [17].

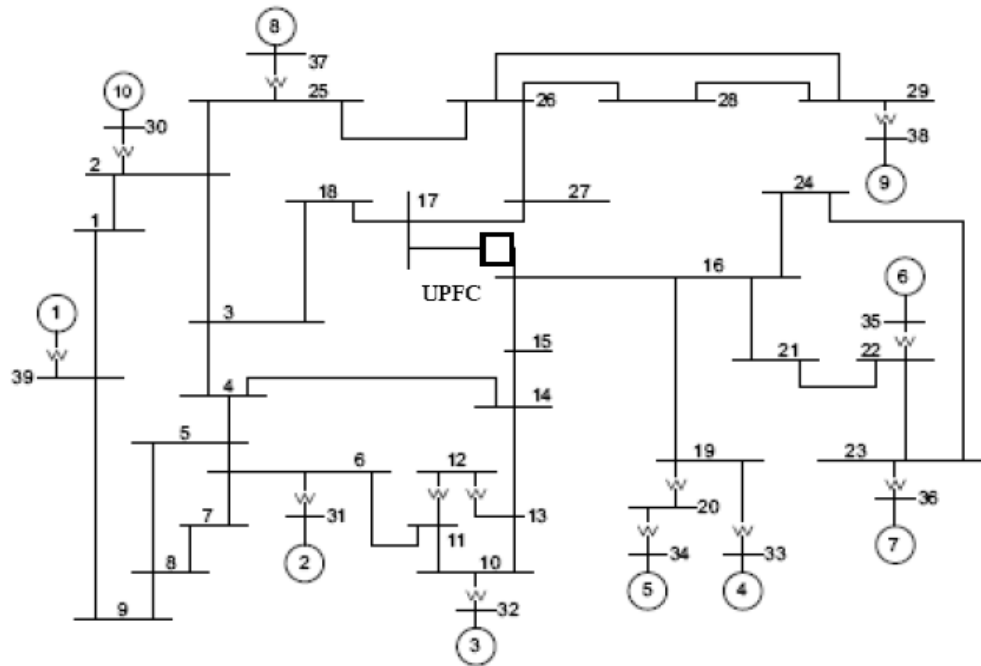


Fig. 5.4 Diagrama unifilar de un sistema de 39 nodos.

El UPFC está localizado entre los nodos 16 y 17 con relevadores de distancia digitales en cada uno. Se asume operación en el modo de control automático del flujo de potencia con una potencia de referencia que circula desde la barra 16 a la barra 17 de  $50+j30$  MVA. Ésto se determinó después de varias corridas con diferentes cargas y casos de contingencia. El caso base tiene un flujo de  $28+j62$  MVA en la línea protegida desde la barra 16 a la 17. Se analiza a continuación una falla de línea a tierra.

#### 5.4.1 Respuesta a Transitorio en Control Automático

La inyección de voltaje en serie transcurre por cambios dinámicos al ocurrir una falla de línea a tierra. La Fig. 5.5 muestra estos cambios cuando la falla ocurre a un 50% de distancia entre los nodos 16-17 con una resistencia de falla de 10 ohms.

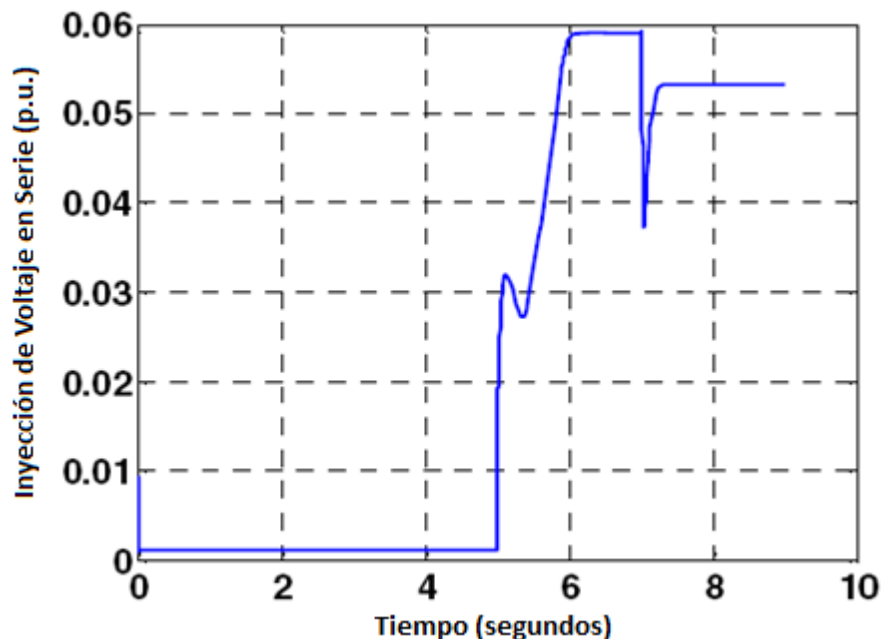


Fig. 5.5 Variación de la inyección de voltaje en serie del UPFC durante una falla.

La línea tiene un flujo de potencia pre controlado (PCFC) <sup>1</sup>de 28+j62 MVA. Se aplica el control de inyección de voltaje en serie del UPFC en 5 segundos para mantener el flujo de potencia en el ajuste de referencia, y luego se aplica la falla de línea a tierra a los 7 segundos, después de que se estabilizó el flujo de potencia requerida. En fin, se puede ver claramente la variación, en la inyección de voltaje en serie, debido a la falla.

Debido a esto no se puede fijar la inyección de voltaje en serie en (4.17) mientras transcurre en cambios basado en condiciones de pre falla. Un análisis similar se hace con la inyección de corriente reactiva del UPFC. Antes de aplicar el control en serie, se asegura que la inyección o consumo de corriente reactiva del UPFC es cero. La Fig. 5.6 muestra esta situación [17].

<sup>1</sup> PCFC: Pre Controlled Power Flow, por sus siglas en inglés.

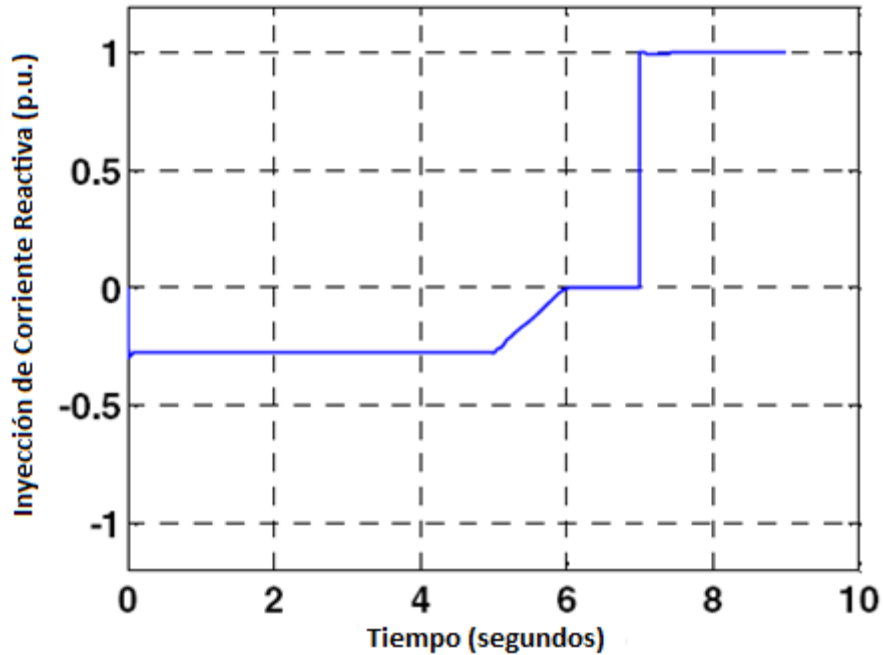


Fig. 5.6 Variación de la inyección de corriente reactiva del UPFC durante una falla.

Después de la falla se ve un incremento a 1 pu en la corriente reactiva, debido a que incrementa el valor medido de la impedancia aparente. Sin embargo, la influencia que tiene la corriente reactiva sobre el relevador es dependiente del modo de control del UPFC.

#### 5.4.2 Fronteras de la Impedancia Aparente Medidas en el Relé

Al encontrar las zonas de disparo del relé en el bus 16, se simula una falla de línea a tierra a varias distancias que van desde un rango del 1% al 95% con impedancia de falla de hasta 100 ohms. En la Fig. 5.7 se muestra una tabla con cuatro casos considerados y las fronteras de disparo del relé para estos cuatro casos [1]. Esta figura nos muestra como varían las fronteras de disparo del relevador, al ocurrir una falla, para los 4 casos diferentes de inyección de potencia del UPFC en funcionamiento continuo (modo de control automático del flujo de potencia). De lo anteriormente discutido, es evidente que la impedancia aparente medida en el punto del relevador depende de los parámetros de control del UPFC.

Casos	PCPF(MVA)
Caso 1	28-j62
Caso 2	28+j0
Caso 3	80-j62
Caso 4	80+j0

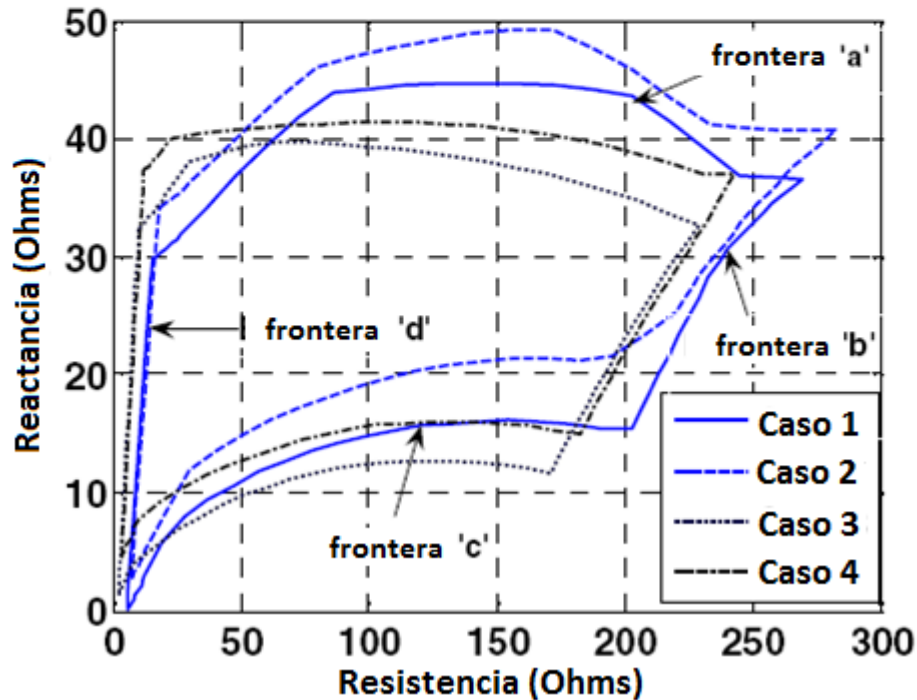


Fig. 5.7 con diferentes casos de flujos de potencia y características de disparo del relé de distancia en el nodo 16, UPFC en modo de control automático.

#### 5.4.3 Modo Bypass del UPFC

En modo bypass el controlador se desactiva (la inyección de voltaje en serie del UPFC se reduce a cero) para desviar la corriente que pasa a través de él, protegiendo los dispositivos electrónicos de las corrientes excesivas de falla. Si el sistema eléctrico requiere potencia reactiva, se puede considerar el funcionamiento del controlador en derivación. En este caso ambos controles se desactivan para desviar la corriente que pasa a través de ellos. Son desactivados a 1 ciclo después de haber iniciado la falla y se mide la impedancia de falla de estado estable a varias distancias, y con impedancia de falla variando desde 0 a 100 ohms. En la Fig. 5.8 se muestra una tabla con tres casos considerados y las fronteras de disparo del relé para estos tres casos [17].

Casos	PCPF (MVA)
Caso A	28-j62
Caso B	28+j0
Caso C	28-j27

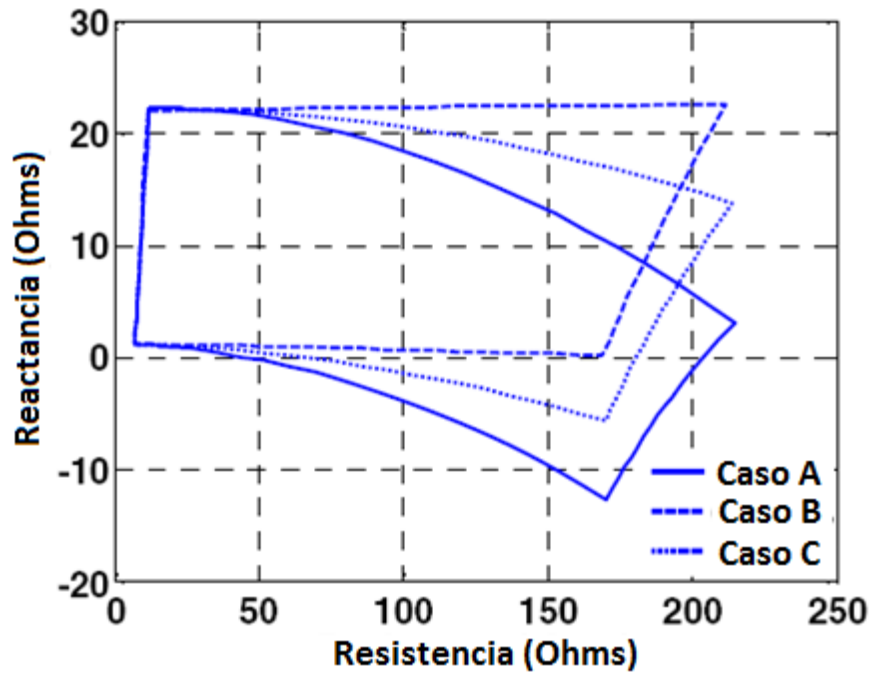


Fig. 5.8 Tabla con diferentes casos de flujos de potencia y características de disparó del relé de distancia en el nodo 16, UPFC en modo bypass.

De la Fig. 5.8 podemos determinar que las regiones de disparo se ven afectadas por la presencia del UPFC, su modo de operación y la impedancia de falla. Las variaciones de los parámetros de control del UPFC hacen que el relevador tenga regiones de disparo que sobrepasan o no abarcan la impedancia de falla para una misma falla, dependiendo de las condiciones del sistema. Se necesita un control adaptivo del relé con los parámetros del UPFC para poder obtener un disparo adecuado.



## 5.5 CONTROL ADAPTIVO DE RELEVADORES DE DISTANCIA UTILIZANDO REDES NEURONALES ARTIFICIALES

En el documento [17] se desarrolló un control adaptivo para relevadores electrónicos digitales que toman en cuenta las condiciones del sistema, variaciones de los parámetros del UPFC y las impedancias de falla. Este esquema está basado en redes neuronales artificiales. Se logra la identificación de las regiones de disparo utilizando estructuras GRNN. La primera capa contiene neuronas para todos los vectores de entrada. Esta capa funciona como una RBF ya que cada neurona entrega el vector de distancia que hay entre el vector de peso y el vector de entrada multiplicado por el bias. A la salida de esta RBF se encuentra la segunda capa donde se hace un producto punto de la salida de la RBF y con su peso. El aprendizaje de esta red determina la selección de los vectores de peso adecuados para llegar a determinar las regiones de disparo.

### 5.5.1 Datos de Aprendizaje

En la Tabla 5.1 se muestra los detalles de los casos de aprendizaje [17]:

Tabla 5.1 Detalles de casos de aprendizaje

Casos	V16 (p.u.)	V17 (p.u.)	V <sub>se</sub> (p.u.)	φ <sub>se</sub> (deg)	PCPF (MVA)
1	1.01<-0.71	1.07<-0.55	0.052	-2.9	10-j63
2	0.97<-0.21	0.99<0.31	0.013	20.6	10+j0
3	0.99<-0.46	1.03<-0.12	0.030	2.4	10-j27
4	1.00<-1.87	1.06<-1.08	0.056	7.4	28-j62
5	0.97<-1.36	0.99<-0.20	0.020	44.5	27+j0
6	0.98<-1.69	1.02<-0.68	0.034	20.0	27-j27
7	1.01<-0.96	1.06<-1.26	0.053	-13.1	40-j62
8	0.97<-0.48	0.99<-0.49	0.012	-20.8	40+j0
9	0.99<-0.70	1.02<-0.85	0.030	-14.4	40-j27
10	1.01<-0.40	1.06<-1.07	0.054	-19.7	50-j62
11	0.97<-0.28	0.99<-0.69	0.015	-46.4	50+j0
12	0.99<-0.43	1.02<-0.95	0.031	-26.8	50+j27
13	1.00<-1.67	1.06<-3.09	0.060	-35.6	70-j62
14	0.97<-1.69	0.99<-2.93	0.026	-73.1	70+j0
15	0.98<-1.88	1.02<-3.18	0.039	-48.7	70-j27
16	0.99<-1.91	1.05<-3.81	0.065	-43.1	80-j62
17	1.03<-1.63	1.04<-3.18	0.033	-77.9	80+j0
18	0.97<-1.70	1.01<-3.53	0.044	-56.9	80-j26

Los casos de aprendizaje generados para el PCPF van desde un rango de 10MW a 80MW y con una rango de potencia reactiva desde -62 a 0 MVar. Se mantiene la referencia de potencia de  $50+j30$  MVar para el UPFC en los nodos 16-17 en lado donde se entrega la energía. Se generan las regiones de disparo con datos simulados en el dominio del tiempo para una falla de línea a tierra con el UPFC trabajando en los dos modos mencionados independientemente. Las entradas a la red neuronal son el voltaje y ángulo de fase en las barras 16 y 17, voltaje en serie inyectado por el UPFC, modo de operación del UPFC (1 en modo bypass y 0 en modo automático) junto con la parte resistiva de la impedancia aparente medida para las regiones 'a' y 'c' y la reactancia medida de la impedancia aparente para las regiones 'b' y 'd'. En la salida se obtiene las reactancias correspondientes a 'a' y 'c' y la resistencias de 'b' y 'd' para identificar las regiones de disparo.

### 5.5.2 Patrones de Prueba

Los patrones considerados en la red neuronal son los que no se presentan antes del aprendizaje. En la Tabla 5.2 se muestran estos detalles [17].

Tabla 5.2 Patrones de pruebas.

Casos	V16 (p.u.)	V17 (p.u.)	$V_{se}$ (p.u.)	$\varphi_{se}$ (deg)	PCPF (MVA)	Sta tus
A	1.00<-1.37	1.06<-0.95	0.054	1.1	20-j63	0
B	0.99<-0.96	1.02<-0.35	0.031	10.2	20-j27	1
C	0.99<-1.15	1.02<-2.08	0.034	-39.4	60-j27	0
D	0.99<-1.15	1.02<-2.08	0.034	-39.4	60-j27	1

Los datos de prueba corresponden al funcionamiento del UPFC en modo bypass y modo automático. Las regiones de disparo identificadas se muestran en la Fig. 5.9 [17].

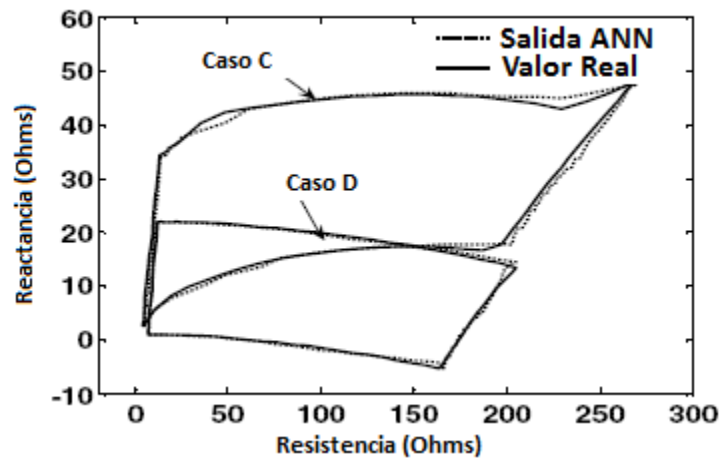
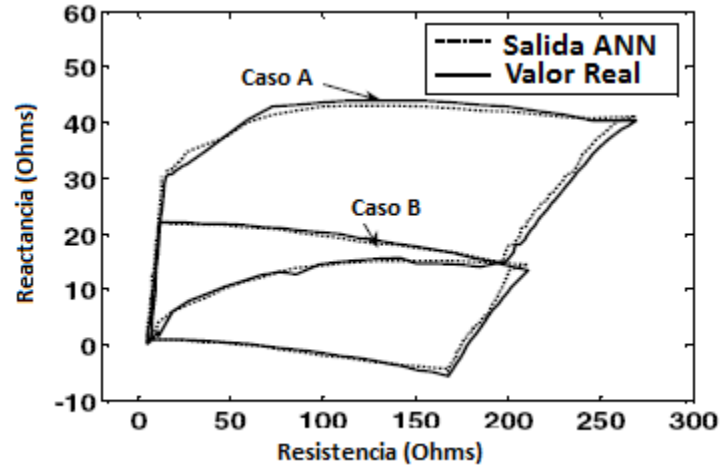
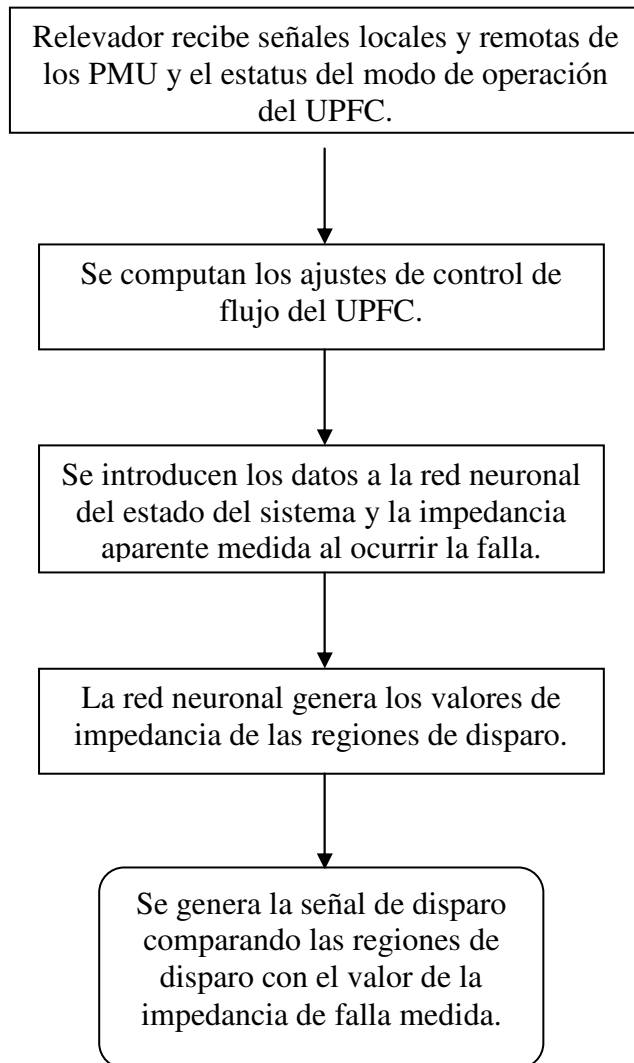


Fig. 5.9 Regiones de disparo.

Viendo las graficas nos damos cuenta que los resultados de la red neuronal están bien cerca de los valores reales. Se deduce que las características convencionales de los relevadores de distancia se pueden reemplazar con regiones de disparo generadas por las redes neuronales.

### 5.5.3 Algoritmo Adaptivo



Este algoritmo se puede utilizar para reemplazar las características de ajuste fijo de las regiones de disparo de los relevadores de distancia. Los resultados de la red neuronal permiten determinar si la falla fue dentro o fuera de la región de protección. Esto es solo posible con las unidades de medición fasorial para el control en tiempo real de las regiones de disparo de los relevadores.

# **Capítulo 6: IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LAS PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN**

## **6.1 INTRODUCCIÓN**

El creciente precio de los combustibles fósiles (petróleo) base de la generación eléctrica tradicional, ha hecho que se busquen alternativas basadas en energías renovables y se preste mucha atención al alto costo que hoy significan las pérdidas técnicas de energía en los sistemas de distribución tradicionales. Los sistemas actuales contemplan generación concentrada en grandes centrales eléctricas, cuando lo ideal desde el punto de vista de ahorro energético sería generar la energía lo más cerca del usuario para disminuir pérdidas de transporte.

La generación distribuida tiene un impacto significativo en la operación del sistema y los equipos en su funcionamiento de estado estable, operación dinámica, confiabilidad, y calidad de la energía. Estos impactos pueden ser tanto positivos como negativos dependiendo del sistema de distribución, tipo de generación distribuida, y las características de la carga.

Las pérdidas técnicas son consecuencias del transporte de energía entre los generadores y los sistemas de transmisión y distribución. Estas pérdidas pueden ser en los dispositivos de transmisión, pérdidas por efecto corona, pérdidas en los núcleos de los transformadores, pérdidas por corrientes parásitas, y pérdidas dieléctricas. En este capítulo solamente nos vamos a enfocar a las pérdidas técnicas causadas por el transporte de la electricidad.

La mayoría de los sistemas de distribución fueron diseñados para trabajar de manera pasiva, entregar la energía que viene de los sistemas de transmisión hacia los consumidores, flujos de potencia activa y reactiva en una sola dirección. La integración de generación distribuida lleva a una operación en paralelo con el sistema actual resultando en una red activa, la posibilidad de flujos bidireccionales (dependiendo en las condiciones de carga), cambios en las pérdidas y variaciones de voltaje. A continuación se muestran los aspectos considerados para cuantificar el impacto que produce la generación distribuida sobre las pérdidas en los sistemas de distribución.

## 6.2 CONSIDERACIONES

### 6.2.1 Nivel de Penetración

El nivel de penetración se puede calcular en función de la potencia total generada por los generadores distribuidos (GD) sobre la demanda total de la carga.

$$\%GD = \frac{P_{GD}}{P_{carga}} \times 100\% \quad (5.1)$$

De acuerdo a la ecuación se ve que 0% del nivel de penetración resulta solamente en generación centralizada, mientras que 100% arroja como resultado que toda la demanda está abastecida por la generación distribuida. Si se considera una penetración mayor al 100% significa que la generación distribuida no solo abastece toda la demanda del sistema considerado, sino que también aporta energía a otros sistemas eléctricos acoplados.

A continuación se definen los rangos de penetración a considerar:

- Penetración baja:  $P_{GD} < 0.3P_{carga}$
- Penetración intermedia:  $P_{GD} < 0.5P_{carga}$
- Penetración ideal:  $P_{GD} = P_{carga}$
- Penetración extrema:  $P_{GD} > P_{carga}$

### 6.2.2 Nivel de dispersión

El nivel de dispersión es la relación entre el número de nodos con GD y el número de nodos con cargas.

$$\%GDdispersa = \frac{\#nodosGD}{\#nodosCarga} \times 100\% \quad (5.2)$$

De acuerdo a la ecuación se determina que 0% es sólo la generación centralizada conectada al sistema y 100% que todos los nodos de carga cuentan con generación distribuida.

A continuación se definen los rangos de dispersión a considerar:

- Dispersión baja:  $\#nodosGD < 0.3\#nodosCarga$
- Dispersión intermedia:  $\#nodosGD < 0.5\#nodosCarga$
- Dispersión completa:  $\#nodosGD = \#nodosCarga$

### 6.2.3 Tecnologías de GD

Existe una amplia gama de tecnologías de GD ya mencionadas en el capítulo 2. Estas tecnologías se encuentran en tres categorías: máquinas síncronas, máquinas asíncronas, y máquinas conectadas a través de convertidores basados en electrónica de potencia. Sin embargo, solamente nos interesa analizar las pérdidas técnicas del sistema en operación de estado estable. En este caso, sólo se consideró la operación de las máquinas con factor de potencia variable. Esto incluye a varias tecnologías de GD con capacidad de generación reactiva tales como las micro turbinas y generadores eólicos con convertidores electrónicos.

### 6.2.4 Índice Total de Pérdidas Técnicas

Una de las ventajas de la utilización de la GD es la posible reducción de las pérdidas en las líneas. Las pérdidas en las líneas se ven incrementadas bajo altos niveles de carga, ya que éstas se congestionan y llegan a su límite térmico.

Para evaluar el total de pérdidas definimos el índice de pérdidas en las líneas como:

$$\%IPL = \frac{PL_{conGD}}{PL_s} * 100 \quad (5.3)$$

donde  $PL_{conGD}$  son las pérdidas totales en las líneas incluyendo GD y  $PL_s$  son las pérdidas totales en las líneas sin incluir GD.

## 63 MODELAMIENTO DEL SISTEMA

### 6.3.1 Sistema Eléctrico Modelado

Se modeló un sistema típico de distribución. La Fig. 6.1 representa una red de distribución, a 69 kV, importante en la red eléctrica de la ciudad de Santo Domingo localizada en República Dominicana.

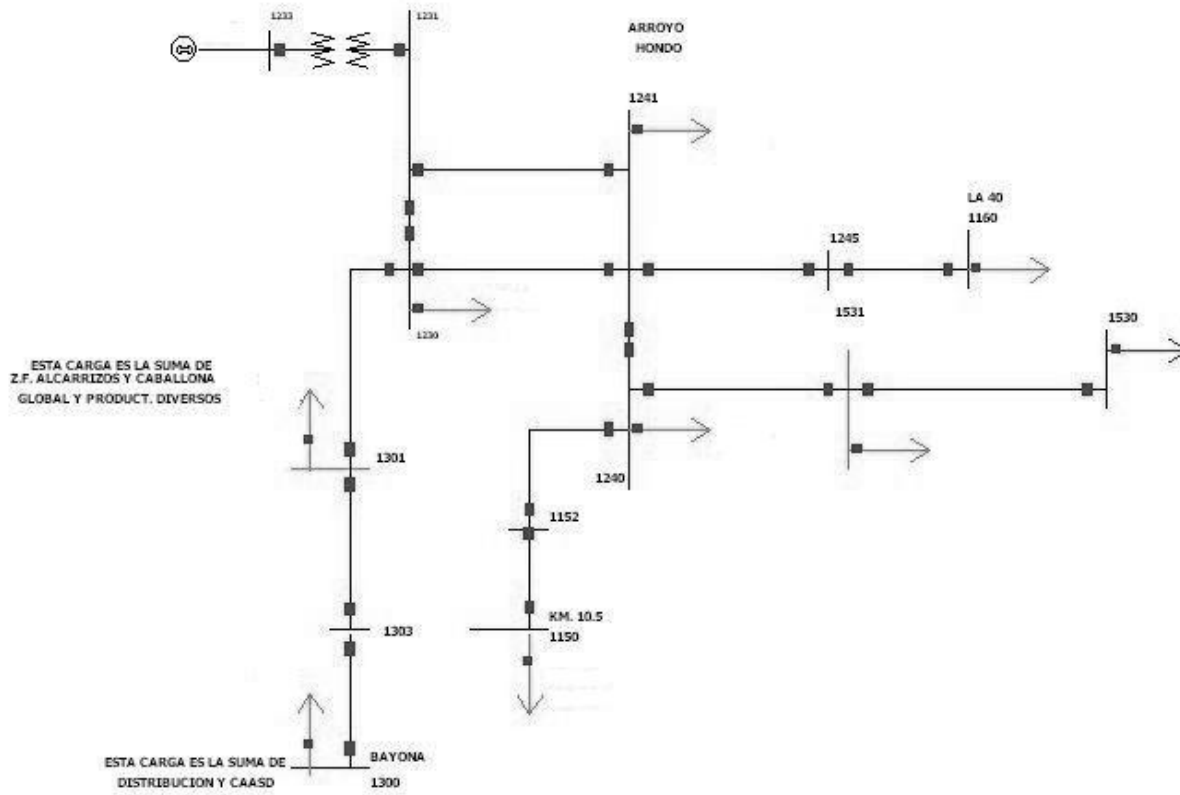


Fig. 6.1 Sistema de prueba

### 6.3.1.1 Modelando la Red de Distribución

Este modelo está basado en una topología de datos reales del sistema de distribución [22]. En la Tabla 6.1 tenemos los datos de las líneas. Se utilizó el modelo  $R + jX$  para todos los conductores y se incluyó susceptancia,  $B$ , donde fuera necesario. El efecto de acoplamiento mutuo entre líneas no fue considerado.



Tabla 6.1 Datos de líneas

Desde Barra	Nombre	A Barra	Nombre	R	X	B	Lim MVA
1150	KM10	1152	TK10	0.00509	0.01804	0.00037	71.7
1152	TK10	1240	AHON	0.01472	0.048	0.00097	71.7
1160	LA40	1245	TL40	0.00509	0.01804	0.00037	71.7
1230	PALA	1231	GPAL	0.00003	0.00058	0.00006	143.4
1230	PALA	1241	AHO2	0.02925	0.10373	0.00211	71.7
1230	PALA	1301	CABA	0.01272	0.0451	0.00092	71.7
1231	GPAL	1233	PALG	0.0012	0.0489	0	150
1231	GPAL	1241	AHO2	0.02925	0.10373	0.00211	71.7
1240	AHON	1241	AHO2	0.00003	0.00058	0.00059	143.4
1240	AHON	1531	PQUI	0.00839	0.02977	0.0006	71.7
1241	AHO2	1245	TL40	0.00992	0.03518	0.00071	71.7
1300	BAYO	1303	TBAY	0	0.0001	0	71.7
1301	CABA	1303	TBAY	0.00763	0.02706	0.00055	71.7
1530	CAPO	1531	PQUI	0.00509	0.01804	0.00037	71.7

### 6.3.1.2 Modelando las Cargas

Los nodos de carga son considerados PQ donde el factor de potencia depende de los datos reales. Las cargas son modeladas de acuerdo a su capacidad nominal y se consideran constantes. Al considerarlas constantes éstas no dependen del nivel de voltaje. La Tabla 6.2 muestra los datos de las cargas.

Tabla 6.2 Datos de cargas

Barra	Nombre	MW	Mvar	MVA
1150	KM10	36.4	20.8	41.92
1160	LA40	55.8	20.7	59.52
1230	PALA	18.4	9	20.48
1233	PALG	5.79	0	5.79
1240	AHON	11.2	7.2	13.31
1241	AHO2	11	6.2	12.63
1300	BAYO	13.8	7.5	15.71
1301	CABA	12.4	6.5	14
1530	CAPO	41.4	23.9	47.8
1531	PQUI	4	2.4	4.66

## 64 SIMULACIONES

Se utilizó el software PCFLO, desarrollado por el Dr. Mack Grady de UT Austin, para el análisis de flujos de potencia. El programa resuelve el problema de flujos de carga empezando con el método iterativo de Gauss-Seidel y luego continuando con Newton Raphson, con una tolerancia de  $5.0e - 6$ .

### 6.4.1 Caso Base

Inicialmente se resolvió el problema de flujos de potencia sobre los sistemas de prueba, en el caso base, tiene una  $P_{\text{carga}} = 210.19 \text{ MW}$  y  $Q_{\text{carga}} = 104.2 \text{ MVar}$ . Considerando solamente generación centralizada en la barra 1160, con un transformador de 13.8/69 kV, se tiene una generación de  $P_g = 219.61 \text{ MW}$  y  $Q_g = 168.99 \text{ MVar}$  a, resultando en

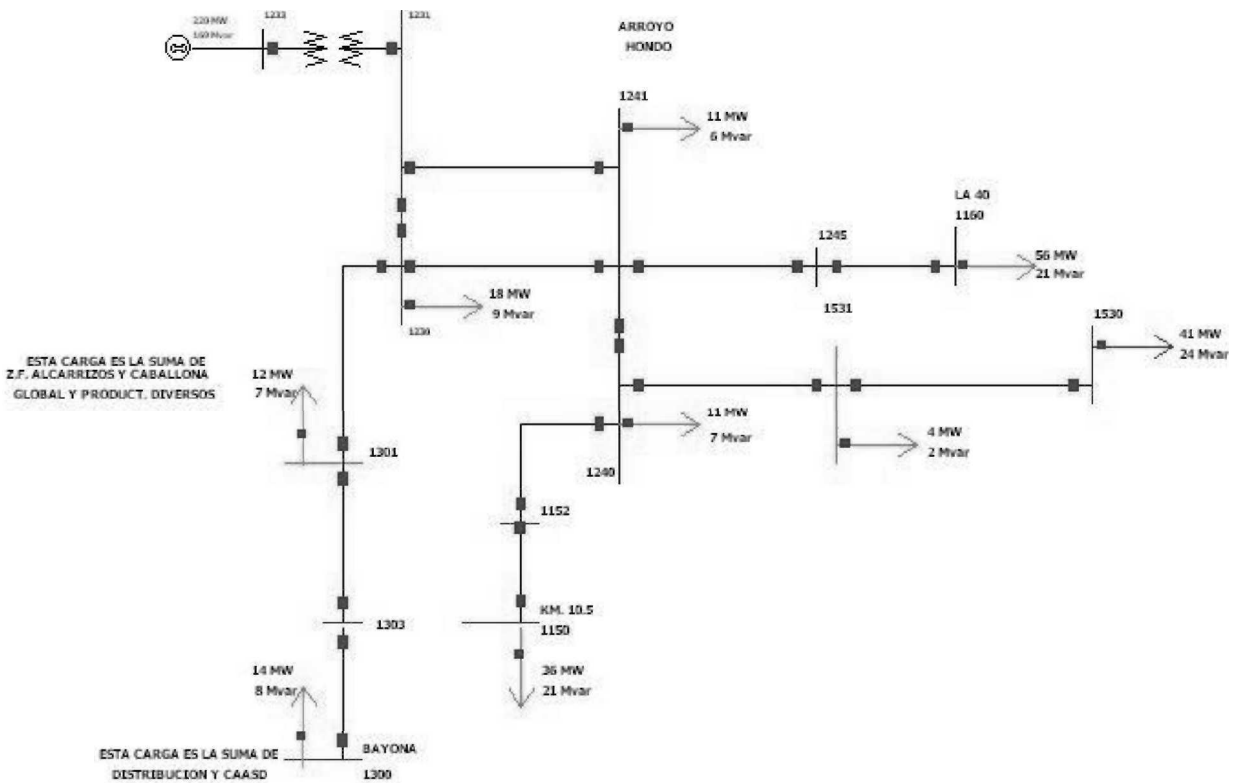


Fig. 6.2 Caso base para la prueba de flujos de potencia

En este caso, se encontró que las pérdidas técnicas totales en el sistema de transmisión son:  
 $P_{\text{pérdidas}} = 9.42 \text{ MW}$  y  $Q_{\text{pérdidas}} = 64.79 \text{ MVar}$ .

#### 6.4.2 Escenarios

Para evaluar el impacto de la GD sobre las pérdidas de las líneas en los sistemas de distribución se evaluaron varios escenarios, 99 para ser exactos. Se evaluaron los niveles de penetración desde un rango de 0% a 100% y los niveles de dispersión desde 0% a 100%. Para evaluar la dispersión, la colocación de los generadores distribuidos empieza desde los nodos con mayor carga hasta los de menor carga. Siguiendo con este criterio se tiene que el primer nodo con generación distribuida es el nodo con mayor carga.

### 6.5 RESULTADOS

Las pérdidas de potencia en las líneas se separaron en sus componentes activas y reactivas para poder ver la tendencia de las mismas. En las gráficas a continuación se muestran las pérdidas totales activas y reactivas en las líneas. En cada gráfica la variable de control es la dispersión, entonces se tienen las pérdidas en función de los niveles de penetración a un nivel de dispersión fijo.

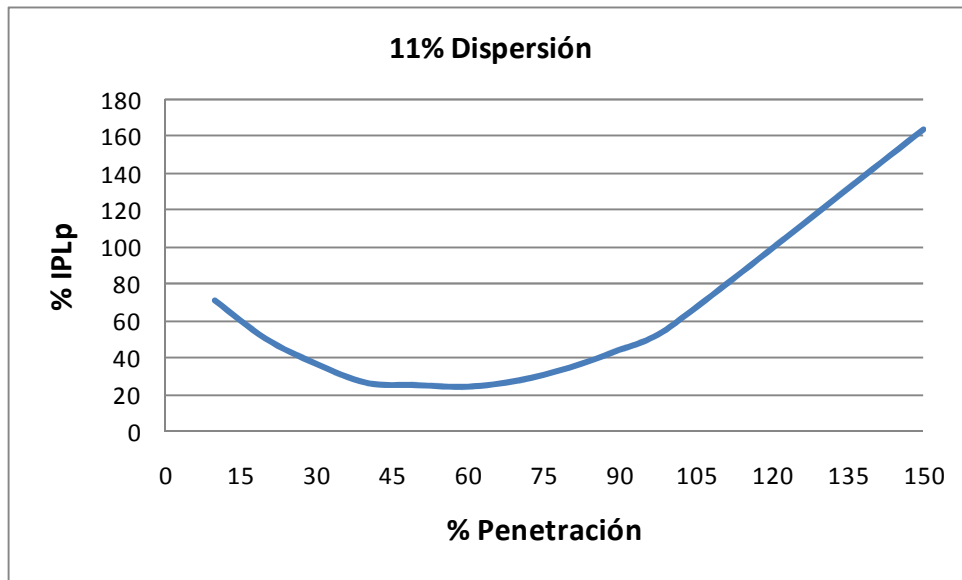


Fig. 6.3 Pérdidas de potencia activa con un 11% de dispersión.

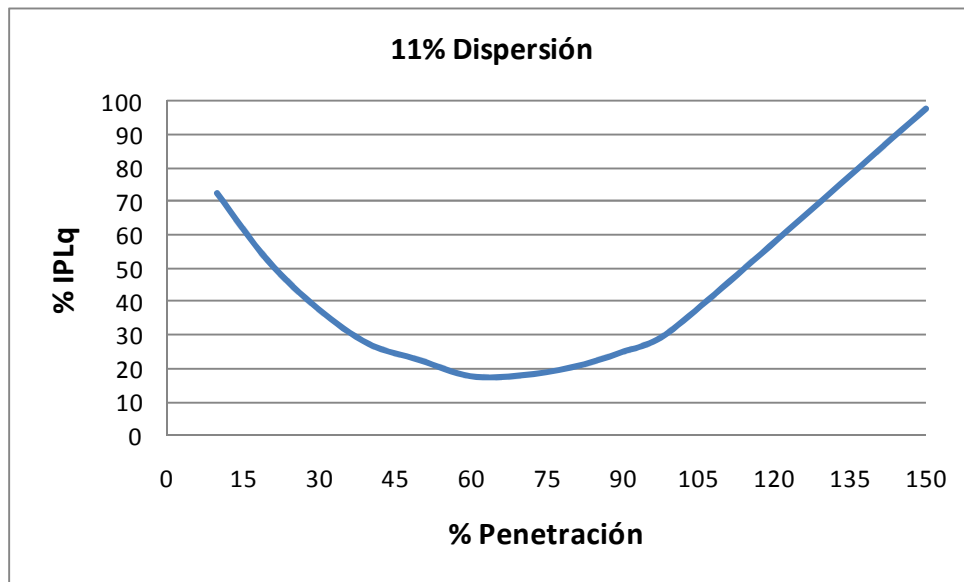


Fig. 6.4 Pérdidas de potencia reactiva con un 11% de dispersión.

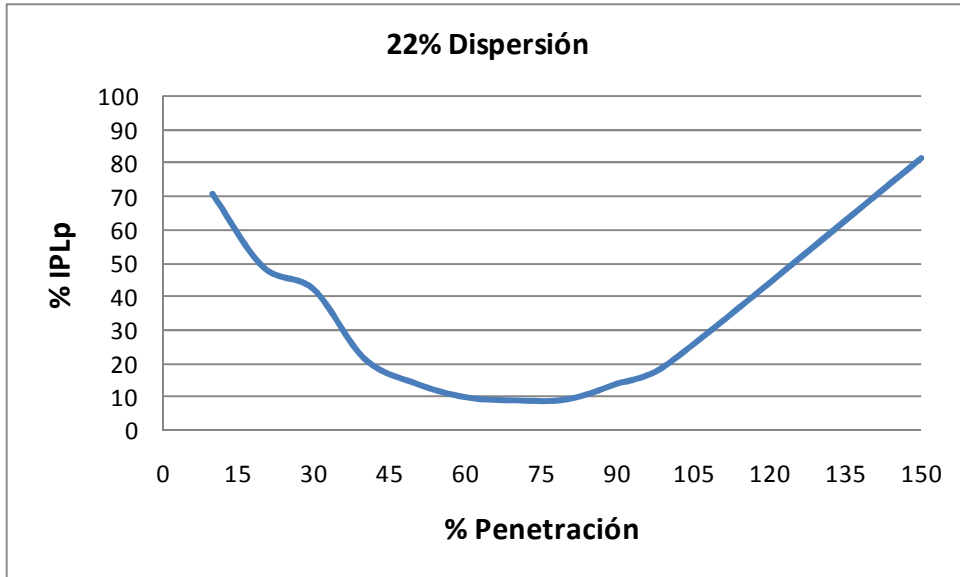


Fig. 6.5 Pérdidas de potencia activa con un 22% de dispersión.

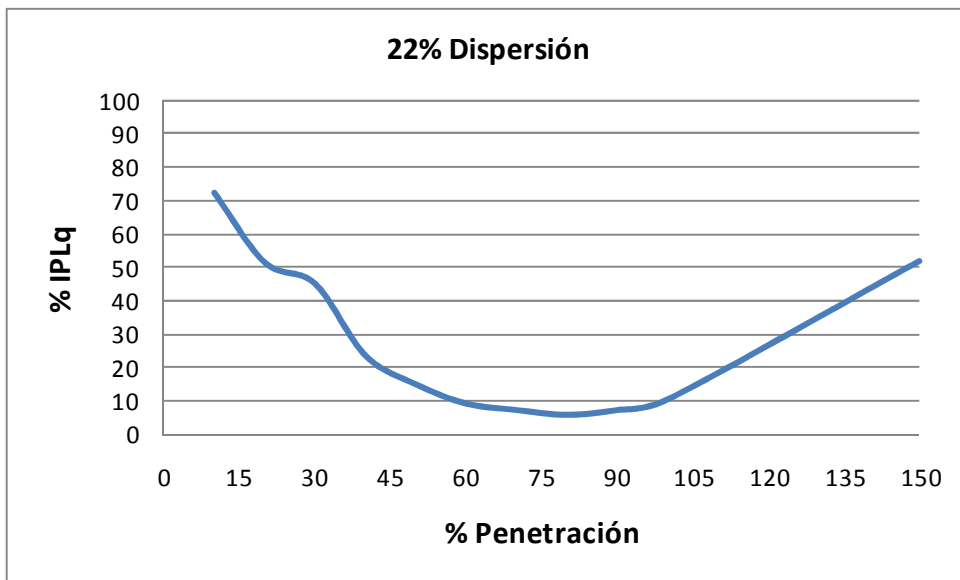


Fig. 6.6 Pérdidas de potencia reactiva con un 22% de dispersión.

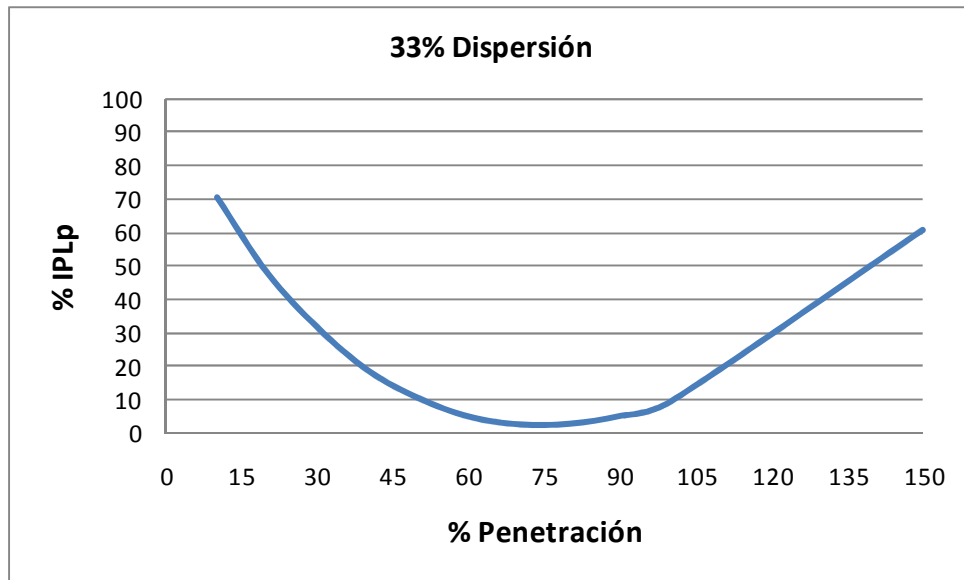


Fig. 6.7 Pérdidas de potencia activa con un 33% de dispersión.

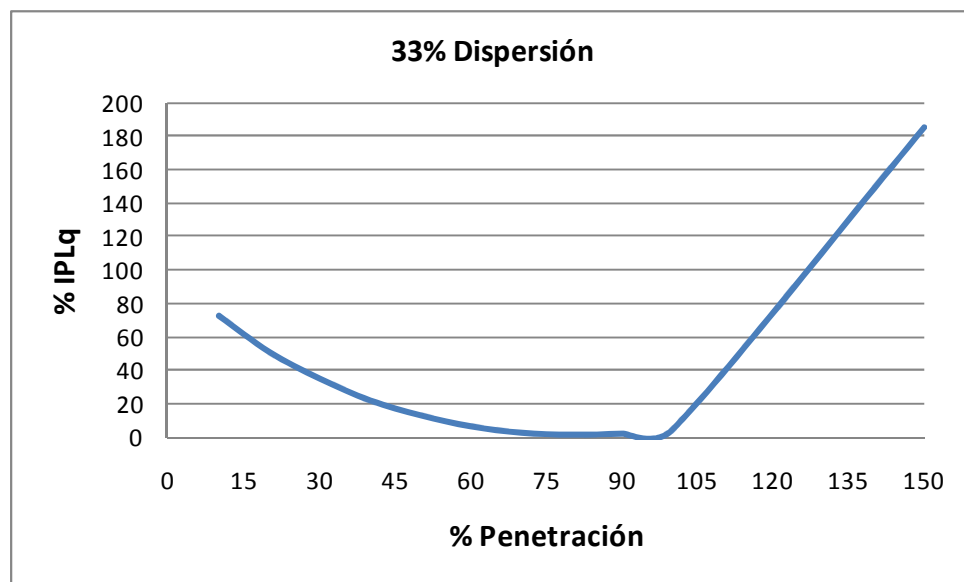


Fig. 6.8 Pérdidas de potencia reactiva con un 33% de dispersión.

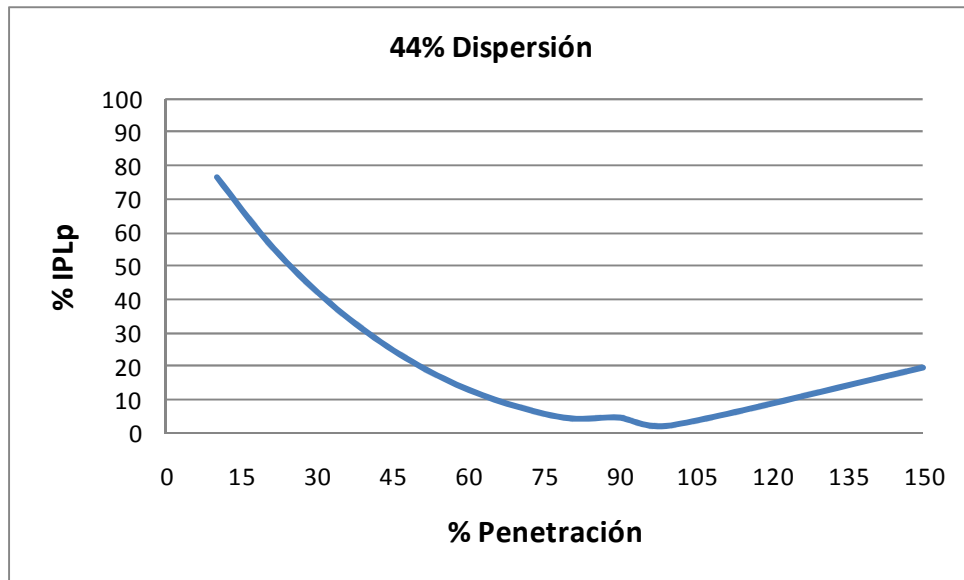


Fig. 6.9 Pérdidas de potencia activa con un 44% de dispersión.

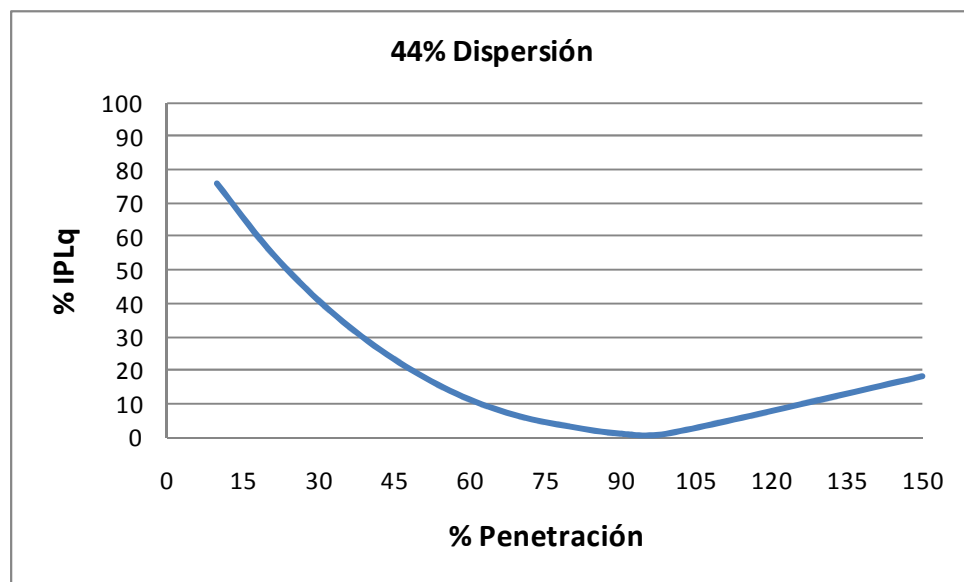


Fig. 6.10 Pérdidas de potencia reactiva con un 44% de dispersión.

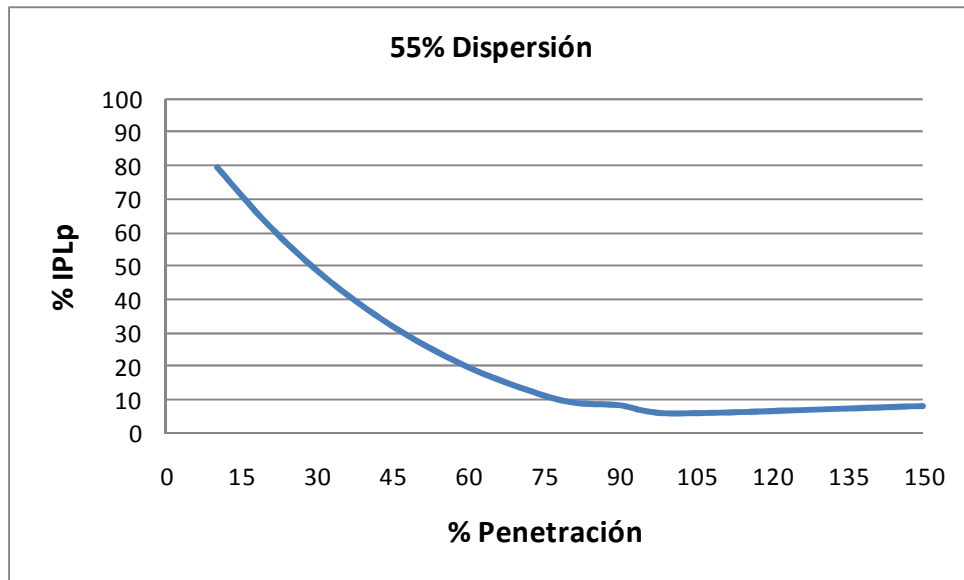


Fig. 6.11 Pérdidas de potencia activa con un 55% de dispersión.

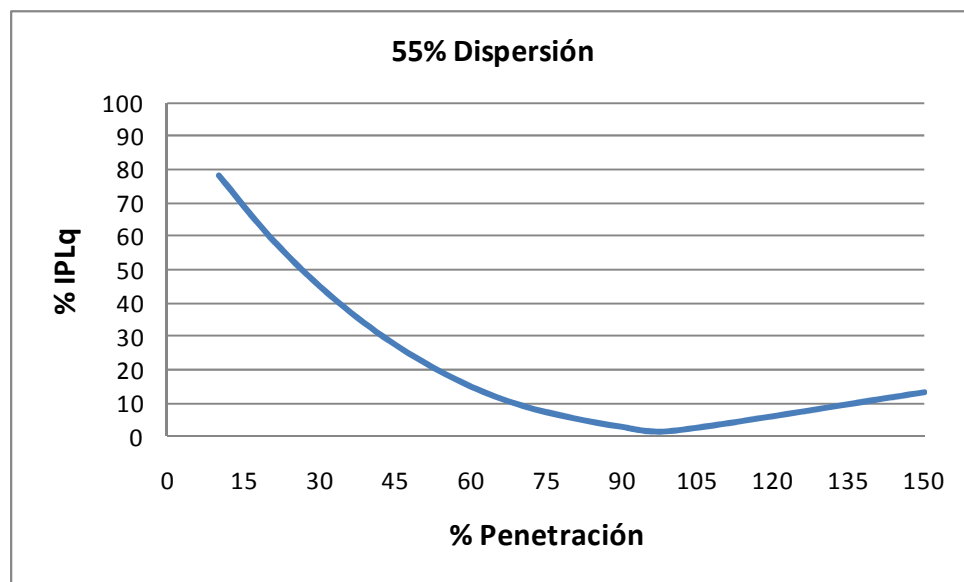


Fig. 6.12 Pérdidas de potencia reactiva con un 55% de dispersión.



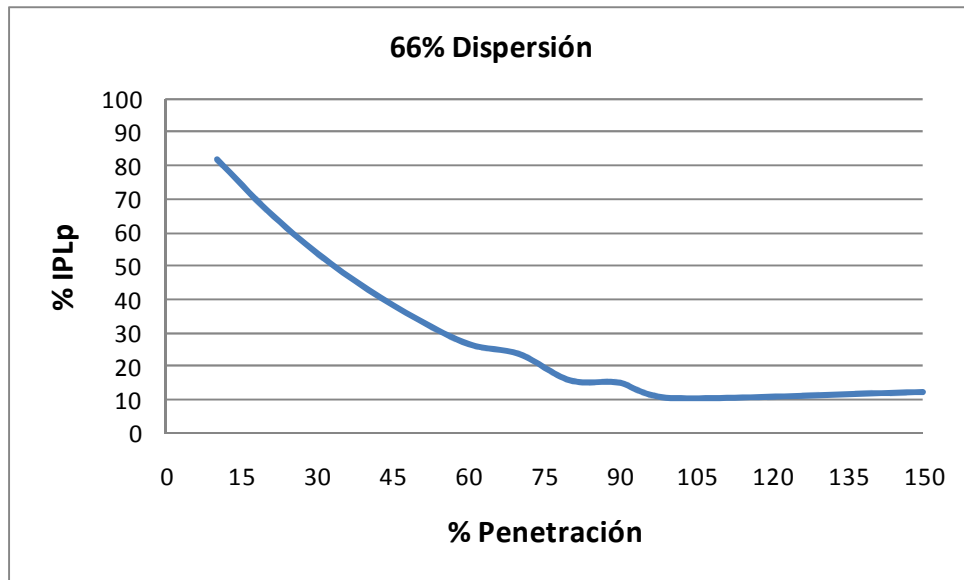


Fig. 6.13 Pérdidas de potencia activa con un 66% de dispersión.

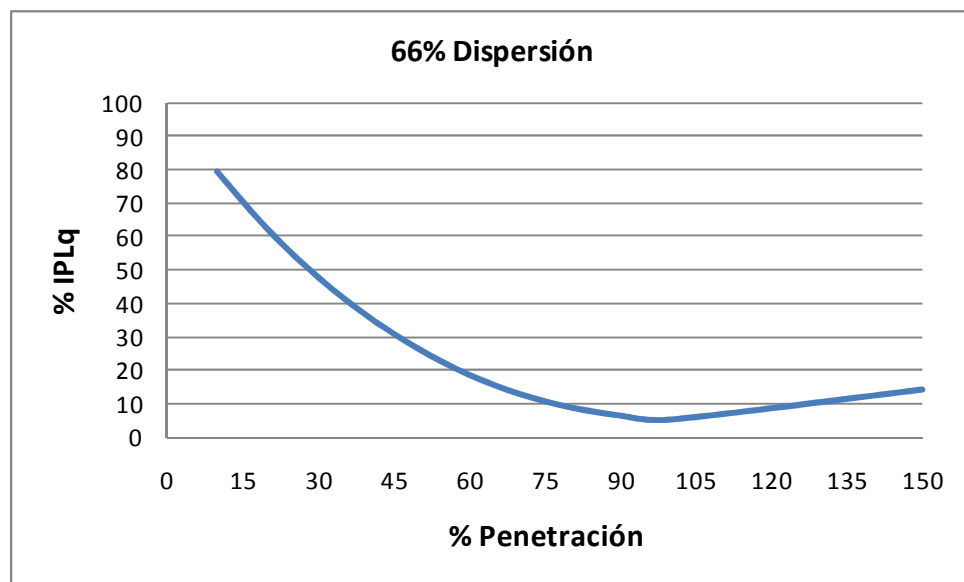


Fig. 6.14 Pérdidas de potencia reactiva con un 66% de dispersión.

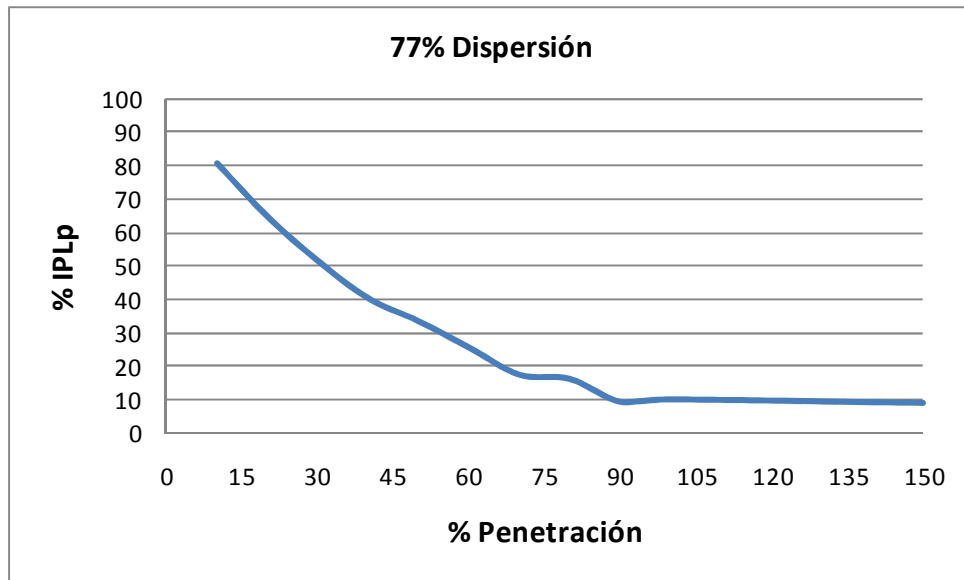


Fig. 6.15 Pérdidas de potencia activa con un 77% de dispersión.

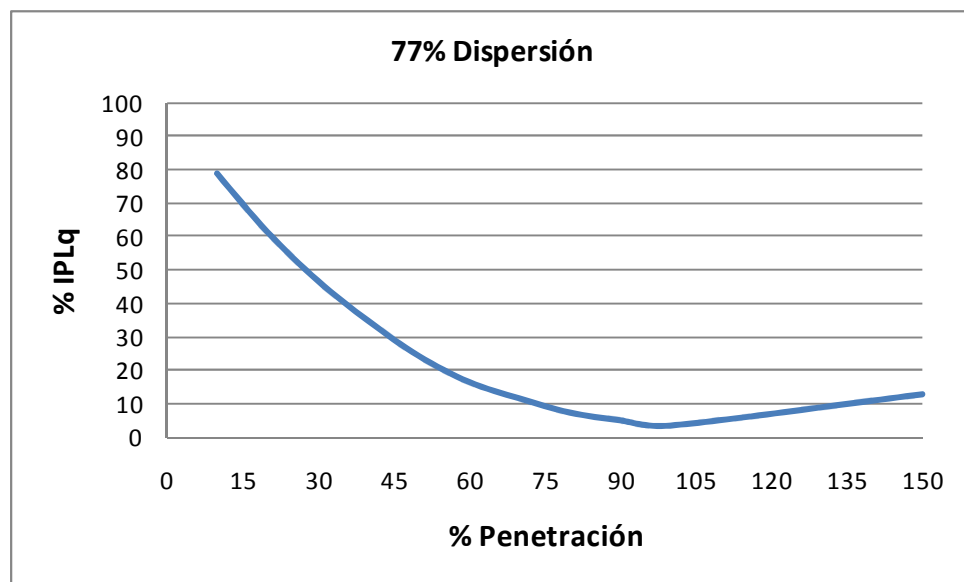


Fig. 6.16 Pérdidas de potencia reactiva con un 77% de dispersión.

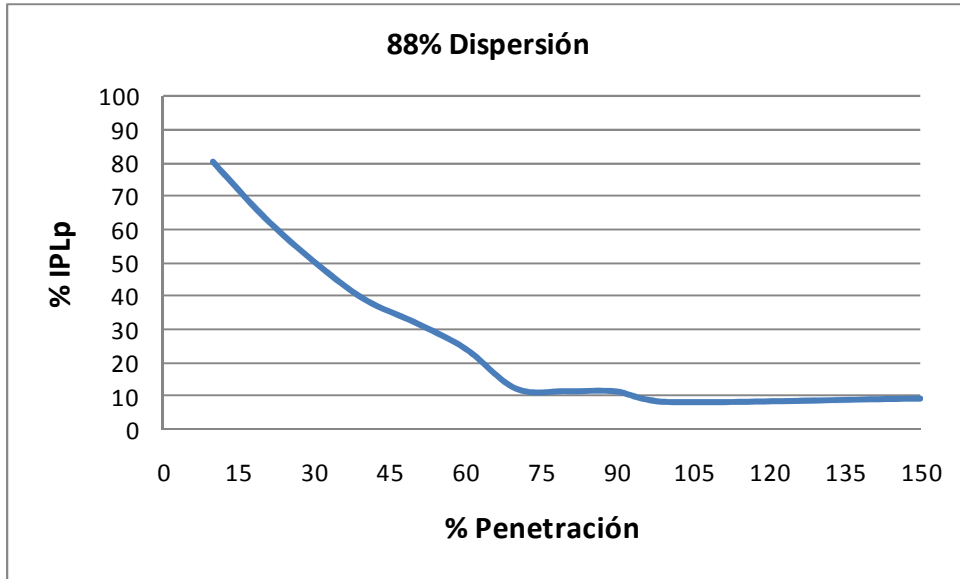


Fig. 6.17 Pérdidas de potencia activa con un 88% de dispersión.

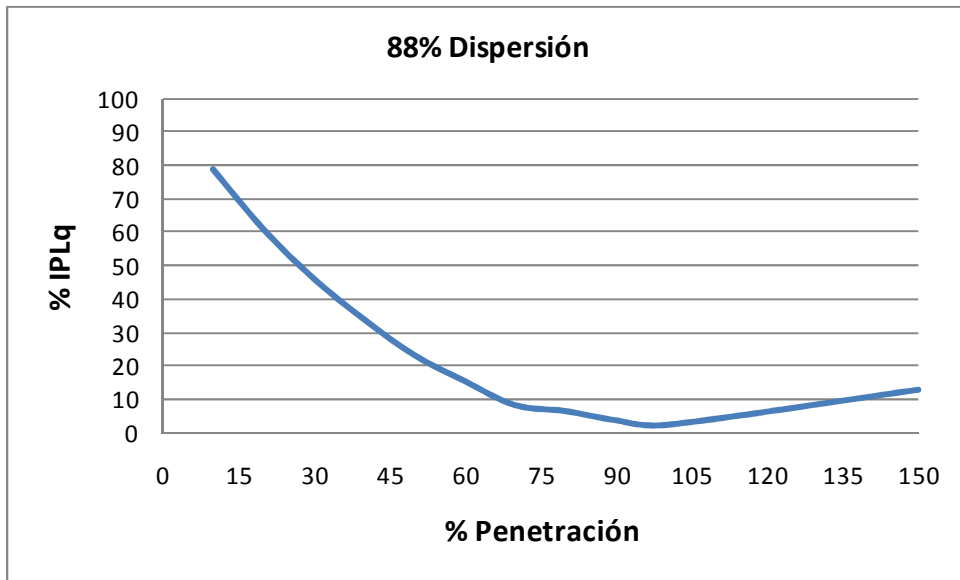


Fig. 6.18 Pérdidas de potencia reactiva con un 88% de dispersión.

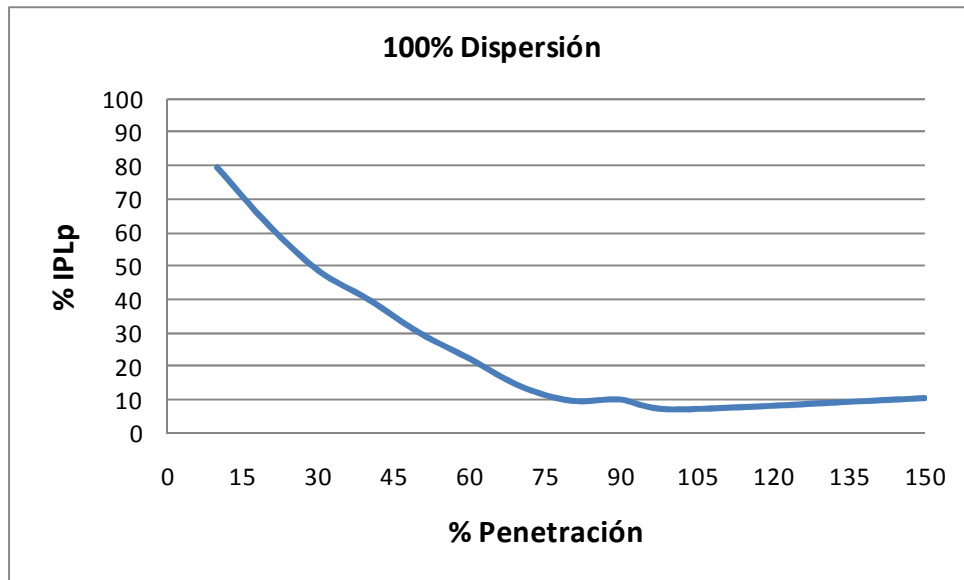


Fig. 6.19 Pérdidas de potencia activa con un 100% de dispersión.

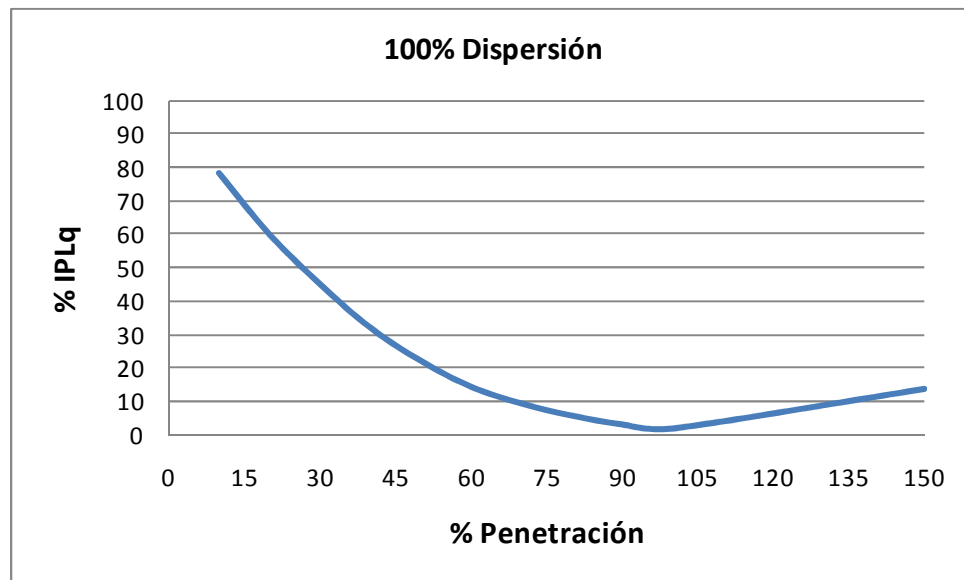


Fig. 6.20 Pérdidas de potencia reactiva con un 100% de dispersión.

## 6.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para ilustrar de manera gráfica uno de los 99 casos de estudio se realizó la Fig. 6.21. Como se mencionó anteriormente, los generadores fueron colocados en orden desde las barras de mayor carga hasta las de menor carga. En este caso ( Fig. 6.21), la capacidad instalada de cada generador se considera 56 MW y 27.79 MVar ya que se cuenta con una dispersión del 33% (3 generadores) y una penetración del 80% (la capacidad instalada solo abarca el 80% de la carga total).

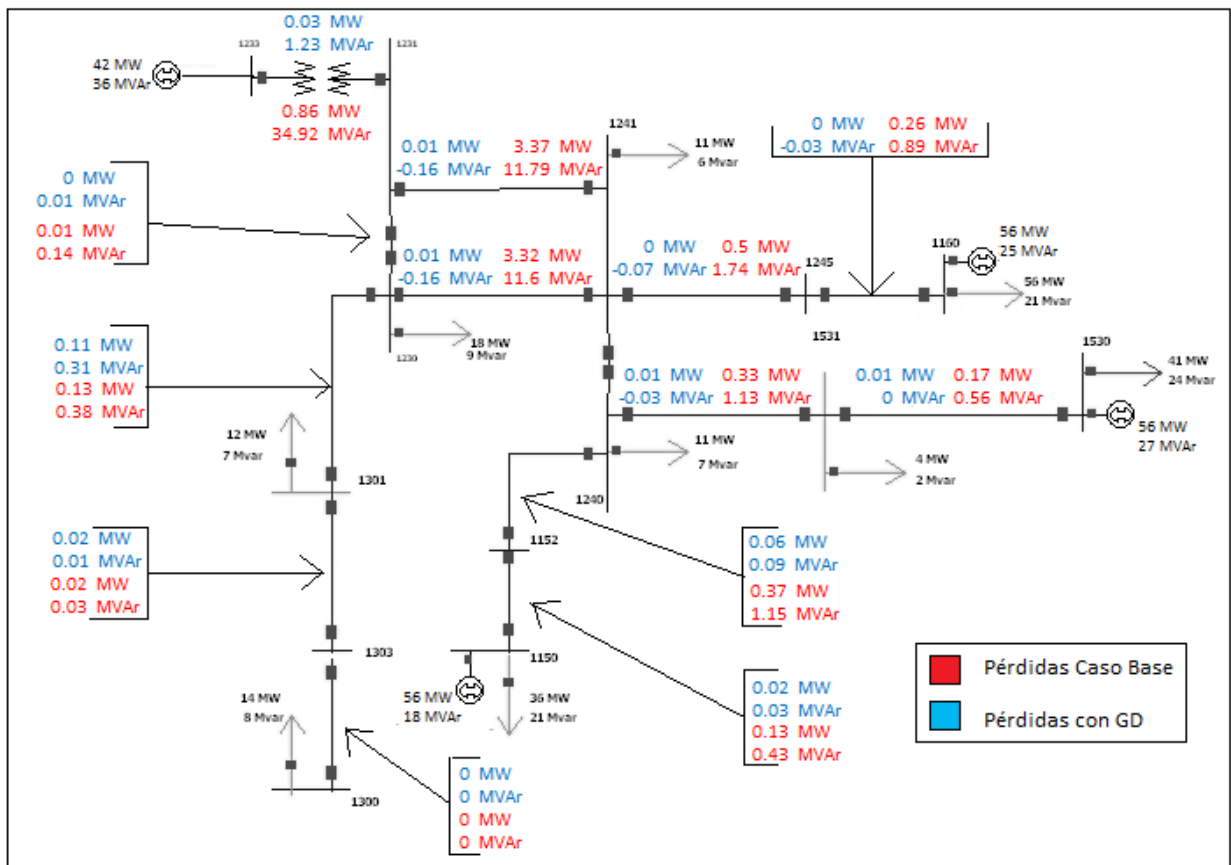


Fig. 6.21 Caso de estudio con una dispersión del 33% y penetración del 80%.

Las pérdidas en las líneas considerando generación distribuida son de 0.28 MW y 1.23 MVar (caso Fig. 6.21). Calculando el índice de pérdidas en las líneas obtenemos 2.97% para la potencia activa y 1.90% para la potencia reactiva. Esto muestra la capacidad que tiene la generación distribuida para reducir las pérdidas en las líneas, cuando se utilizan de manera adecuada. Este caso se puede verificar directamente analizando la Fig. 6.7 y la Fig. 6.8.

Asumimos que la compañía distribuidora en la República Dominicana adquiere la energía de los generadores a un precio de compra de RD\$5.13/kWh, y tomamos para el cálculo la tasa de

cambio de RD\$36.13/US\$ según el mes de septiembre de 2009 [24]. Bajo este supuesto, y considerando las pérdidas constantes en el tiempo, tenemos que mientras en el caso base se perderían unos US\$1,337.52 por hora, las pérdidas por hora en el caso de estudio serían solamente de unos US\$39.76. Los ahorros por hora alcanzarían una suma de US\$1,297.76, produciendo ahorros mensuales de US\$934,387.20, cifra que resulta bastante significativa.

De manera general, analizando las tendencias de las gráficas, se tiene un comportamiento similar entre la potencia activa y reactiva. Para bajos niveles de dispersión, de 11% a 33%, las líneas de ambas potencias tienden a tomar la forma de una parábola. Al aumentar los niveles de dispersión, desde 44% a 77%, el lado derecho de la parábola disminuye llevando a la línea a comportarse como una exponencial decreciente. Ya en los últimos niveles de dispersión, 88% a 100%, ligeramente aumentan las pérdidas de potencia. Para visualizar de manera más fácil el comportamiento de las pérdidas de potencia en las líneas, se construyeron las Tabla 6.3 y Tabla 6.4.

Tabla 6.3 Sumatoria de las pérdidas de potencia de acuerdo a los niveles de dispersión, considerando desde una penetración del 0% al 150%.

<b>% Dispersión</b>	<b><math>\Sigma</math> IPLp (%)</b>	<b><math>\Sigma</math> IPLq (%)</b>
11.11	559.06	422.97
22.22	339.9789	300.0154
33.33	266.7722	398.5038
44.44	277.6371	260.6509
55.56	318.4599	284.066
66.67	382.4895	318.2631
77.78	360.3376	301.2648
88.89	341.1392	290.8993
100.00	332.2785	283.0788
<b>Penetración de 0% a 150%</b>		

Tabla 6.4 Sumatoria de las pérdidas de potencia de acuerdo a los niveles de dispersión, considerando desde una penetración del 0% al 100%.

<b>% Dispersión</b>	<b><math>\Sigma</math>IPLp (%)</b>	<b><math>\Sigma</math>IPLq (%)</b>
11.11	395.24	325.14
22.22	258.6498	247.987
33.33	205.9072	213.6048
44.44	258.0169	242.65
55.56	310.443	271.0319
66.67	370.1477	304.0876
77.78	351.1603	288.6627
88.89	332.0675	278.112
100.00	322.0464	269.6128
<b>Penetración de 0% a 100%</b>		

Ambas tablas consideran la sumatoria de los IPL para cada nivel de dispersión en base a una penetración hasta el 150% para la Tabla 6.3 y 100% Tabla 6.4. De acuerdo a estos resultados, se ve que en la Tabla 6.3 los niveles de dispersión con menores pérdidas son para el 44% y el 55%. Esto es, para este sistema de distribución donde se desea instalar GD para reducir las pérdidas en las líneas hasta el mínimo, se debe considerar una dispersión de generación alrededor del 44 y el 55 por ciento tomando en cuenta que la penetración puede variar entre el 0 y 150 por ciento. Una penetración sobre el 100% significa que toda la carga será suplida por la GD y sin ayuda de la generación centralizada, asimismo ésto permite cierto alivio para los generadores ya que no estarán operando al 100% de su capacidad nominal. De manera similar se deduce que para una penetración que varié hasta el 100%, en la Tabla 6.4 vemos que las pérdidas son reducidas hasta al mínimo con una dispersión entre el 33 y el 55 por ciento. Se puede concluir que las pérdidas son menores considerando una penetración del 100% que del 150%.

## Capítulo 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El presente trabajo constituye el primer documento tutorial en español que presenta los principales aspectos técnicos y desafíos tecnológicos de las nuevas redes eléctricas.
- En el capítulo 1 se presenta el objetivo y estructura de esta tesis, cuyo objetivo fue estudiar el estado de arte, identificar áreas de investigación y buscar respuestas técnicas a los múltiples problemas que plantean las denominadas Smart Grids.
- En el capítulo 2 se definen las Smart Grids y también se muestra cuáles son sus fundamentos y componentes que la hacen posible.
  - ✓ Un documento preliminar de este trabajo fue preparado en forma de artículo científico para el 40° Congreso de Investigación y Desarrollo del Tecnológico de Monterrey y ha sido aceptado para presentar en Enero 2010.
- Del capítulo 3 se desprende que existen varios factores que transforman el concepto de almacenamiento de energía en una herramienta clave para el futuro de los sistemas eléctricos y enumera otros problemas relacionados:
  - ✓ Con respecto al interés en la reducción de emisiones: los sistemas de almacenamiento pueden reducir la necesidad del uso de generación fósil para mantener un flujo constante debido a la integración de fuentes de energía renovables.
  - ✓ Facilitaran la integración al sistema de vehículos eléctricos: el almacenamiento de energía puede funcionar como apoyo contra los incrementos en la demanda pico debido a la conexión de los vehículos eléctricos al sistema.
  - ✓ Repuesta en frecuencia: mientras la generación eléctrica tradicional, tales como las plantas de carbón, tienen rampas nominales de potencia medidas en MW por minuto, dentro de las tecnologías de almacenamiento se tienen rampas de energía en tiempos de milisegundos. Esto es, nuevas tecnologías de almacenamiento pueden ofrecer grandes cantidades de energía en tiempos bien cortos, y se tiene una respuesta muy rápida ante contingencias.



- ✓ Movilidad: las avanzadas tecnologías de almacenamiento son móviles, a diferencia de las aplicaciones de almacenamiento a gran escala tales como las hidroeléctricas de bombeo o almacenamiento de energía por aire comprimido. Los equipos de almacenamiento de energía son baterías agrupadas en sistemas que van desde un rango de 500 kW a 2 MW que regularmente son colocadas sobre remolques, permitiendo movilidad entre localizaciones cuando sea necesario.
- En el capítulo 4 se describe las tecnologías de medición fasorial, los FACTS y dentro de ellos la compensación en serie y derivación, el controlador UPFC y por último se describe de manera general el funcionamiento de las ANNs. Estos conceptos y tecnologías fueron presentados para el comprender y entender el material del capítulo 5.
- En el capítulo 5 se ve que la implementación de los controladores FACTS en los sistemas eléctricos trae nuevos desafíos en las protecciones de las líneas, ya que estos dispositivos cambian de manera dinámica la impedancia de la zona protegida.
  - ✓ Las investigaciones hechas en este capítulo también aplican para la GD. Esto es debido a que muchos proyectos de generación distribuida, tales como los parques eólicos, necesitan de FACTS para mantener un perfil de voltaje constante al ocurrir una falta de energía. Las variaciones de la velocidad del viento hacen que resulte difícil para estas fuentes de generación (parques eólicos) ofrecer calidad y confiabilidad de energía ya que se quiere que los consumidores no respondan a estas variaciones, en este caso entran a trabajar los FACTS para responder ofreciendo la regulación de potencia requerida.
  - ✓ Los UPFC afectan el funcionamiento de las protecciones de distancia ya que mueven el punto de operación (cambian de manera dinámica la impedancia de la línea), como se visualiza en las gráficas de característica mho mostradas, llevando a que el disparo de los relevadores quede por encima o por debajo del punto de operación real requerido para el funcionamiento adecuado. Debido a esto, en la presencia de FACTS se necesita de un control adaptivo en las protecciones de distancia para una operación eficiente del sistema.
- En el capítulo 6 se determinó uno de los mayores beneficios que la GD puede ofrecer, la reducción de pérdidas en las líneas. Estas pérdidas se hacen aún mayores en horas pico del sistema, especialmente cuando hay congestión en las líneas de transporte. Como consecuencia, las empresas distribuidoras se ven obligadas a pasar el costo de las pérdidas en las líneas a los consumidores, y los consumidores ven

en su factura un incremento del precio de la energía. Con la integración de GD, se pueden modificar las pérdidas en las líneas de los sistemas de distribución.

- ✓ Se concluyó que para el sistema analizado, las pérdidas se hacen mínimas considerando una dispersión del 44 al 55 por ciento tomando en cuenta una penetración del 150 por ciento.
- ✓ Por igual, se concluyó que si se considera una penetración del 100 por ciento, el sistema tiene menos pérdidas utilizando una dispersión de GD entre el 33 y 55 por ciento.
- ✓ Soluciones de GD distribuidas para este sistema son los parques eólicos y solares. Para saber si son completamente factibles para este tipo de proyecto, se tiene que tomar en consideración el comportamiento durante transitorios debido a la instalación de este tipo de generación. En este caso existe la posibilidad de la integración de FACTS en el sistema para el control eficiente del mismo.
- ✓ El alcance de la simulación solamente tiene que ver con el comportamiento del estado estable.
- ✓ Debido a que la configuración de los sistemas eléctricos varía de manera significativa de país en país, incluso dentro de un mismo país, las soluciones propuestas solamente aplican para el sistema simulado y posiblemente para otros sistemas similares a éste.
- ✓ Se necesitan estudios de comportamiento en estado estable y transitorio para considerar la integración de GD en los sistemas analizados.

Para terminar con este trabajo se incluye la Tabla 7.1, en la cual se muestran conclusiones y trabajo futuro por objetivo planteado en un principio.

Tabla 7.1 Conclusión y trabajo futuro por objetivo específico

Objetivo	Resultado	Conclusión	Trabajo futuro
Realización de una búsqueda y análisis de información de revistas (publicaciones de la IEEE) y artículos técnicos y científicos.	Se analizó alrededor de unas 70 referencias publicadas en la IEEE. Se identificaron los autores con mayor experiencia en el área de los Smart Grids, entre ellos Kurt Yeager y Ali Vodjani.	Se llegó a cumplir al 100% el objetivo establecido permitiendo determinar los autores líderes en el tema de investigación.	Se recomienda explorar más los esquemas de carga de vehículos eléctricos en sistemas de distribución y su posible impacto en la regulación de tensión de los transformadores de distribución y en las instalaciones domiciliarias.
Asistencia a conferencias internacionales relacionadas con el tema de investigación.	Se asistió a la 2009 IEEE PES Power Systems Conference & Exposition (PSCE). En ésta se conoció a varios de los autores incluidos en las referencias	La conferencia permitió obtener una base vital de información y experiencia para la continuación del trabajo.	Es altamente recomendable para una persona que estudie Smart Grids asistir a las conferencias de la IEEE relacionadas con la Power and Energy Society.
Análisis y simulación de algunos casos relevantes para ganar familiarización con los problemas (conocidos y eventualmente nuevos).	Se identificó en el estudio la necesidad de usar control adaptivo de relevadores en las líneas de alta tensión cuando están en presencia de un sistema electrónico de control de flujo de potencia (UPFC) y redes de comunicación de área	Sin un esquema adaptivo para el control de disparo de las protecciones no se puede llevar a cabo el manejo estable de un sistema eléctrico cuando en éste existan controladores FACTS y generación distribuida.	Se recomienda estudiar en profundidad la coordinación de protecciones en los sistemas eléctricos en presencia de generación distribuida y FACTS.
	Se estudió el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas en las líneas de distribución.	Mediante el uso de un sistema de distribución con datos reales se demostró que se pueden reducir drásticamente las pérdidas haciendo uso de generación distribuida adecuadamente ubicadas.	Se recomienda explorar el tema de análisis de transitorios en sistemas de distribución en presencia de fuentes de energía renovables y FACTS.

## Anexo: Tablas con los datos de las corridas de flujos de potencia del sistema simulado en el capítulo 6.

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	1	9	21.019	10.42	210.19	104.2	11.111	10	10	9.48	64.83	6.719	47	70.88	72.50
2	1	9	42.038	20.84	210.19	104.2	11.111	20	20	9.48	64.83	4.76	33.98	50.21	52.41
3	1	9	63.057	31.26	210.19	104.2	11.111	30	30	9.48	64.83	3.46	24.52	36.50	37.82
4	1	9	84.076	41.68	210.19	104.2	11.111	40	40	9.48	64.83	2.48	17.72	26.16	27.33
5	1	9	105.095	52.1	210.19	104.2	11.111	50	50	9.48	64.83	2.36	14.6	24.89	22.52
6	1	9	126.114	62.52	210.19	104.2	11.111	60	60	9.48	64.83	2.28	11.47	24.05	17.69
7	1	9	147.133	72.94	210.19	104.2	11.111	70	70	9.48	64.83	2.6	11.6	27.43	17.89
8	1	9	168.152	83.36	210.19	104.2	11.111	80	80	9.48	64.83	3.26	13.17	34.39	20.31
9	1	9	189.171	93.78	210.19	104.2	11.111	90	90	9.48	64.83	4.18	16.16	44.09	24.93
10	1	9	210.19	104.2	210.19	104.2	11.111	100	100	9.48	64.83	5.37	20.57	56.65	31.73
11	1	9	315.285	156.3	210.19	104.2	11.111	150	150	9.48	64.83	15.53	63.42	163.82	97.83

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	2	9	21.019	10.42	210.19	104.2	22.222	10	10	9.48	64.83	6.7	47.02	70.68	72.53
2	2	9	42.038	20.84	210.19	104.2	22.222	20	20	9.48	64.83	4.63	33.45	48.84	51.60
3	2	9	63.057	31.26	210.19	104.2	22.222	30	30	9.48	64.83	3.99	29.31	42.09	45.21
4	2	9	84.076	41.68	210.19	104.2	22.222	40	40	9.48	64.83	2.03	15.33	21.41	23.65
5	2	9	105.095	52.1	210.19	104.2	22.222	50	50	9.48	64.83	1.33	9.73	14.03	15.01
6	2	9	126.114	62.52	210.19	104.2	22.222	60	60	9.48	64.83	0.93	5.97	9.81	9.21
7	2	9	147.133	72.94	210.19	104.2	22.222	70	70	9.48	64.83	0.84	4.71	8.86	7.27
8	2	9	168.152	83.36	210.19	104.2	22.222	80	80	9.48	64.83	0.87	3.78	9.18	5.83
9	2	9	189.171	93.78	210.19	104.2	22.222	90	90	9.48	64.83	1.32	4.71	13.92	7.27
10	2	9	210.19	104.2	210.19	104.2	22.222	100	100	9.48	64.83	1.88	6.76	19.83	10.43
11	2	9	315.285	156.3	210.19	104.2	22.222	150	150	9.48	64.83	7.71	33.73	81.33	52.03

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	3	9	21.019	10.42	210.19	104.2	33.333	10	10	9.48	64.83	6.69	47.12	70.57	72.68
2	3	9	42.038	20.84	210.19	104.2	33.333	20	20	9.48	64.83	4.55	33.14	48.00	51.12
3	3	9	63.057	31.26	210.19	104.2	33.333	30	30	9.48	64.83	3	22.85	31.65	35.25
4	3	9	84.076	41.68	210.19	104.2	33.333	40	40	9.48	64.83	1.79	14.45	18.88	22.29
5	3	9	105.095	52.1	210.19	104.2	33.333	50	50	9.48	64.83	1.01	8.67	10.65	13.37
6	3	9	126.114	62.52	210.19	104.2	33.333	60	60	9.48	64.83	0.49	4.4	5.17	6.79
7	3	9	147.133	72.94	210.19	104.2	33.333	70	70	9.48	64.83	0.27	1.93	2.85	2.98
8	3	9	168.152	83.36	210.19	104.2	33.333	80	80	9.48	64.83	0.29	1.19	3.06	1.84
9	3	9	189.171	93.78	210.19	104.2	33.333	90	90	9.48	64.83	0.51	1.62	5.38	2.50
10	3	9	210.19	104.2	210.19	104.2	33.333	100	100	9.48	64.83	0.92	3.11	9.70	4.80
11	3	9	315.285	156.3	210.19	104.2	33.333	150	150	9.48	64.83	5.77	119.87	60.86	184.90

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	4	9	21.019	10.42	210.19	104.2	44.444	10	10	9.48	64.83	7.23	49.29	76.27	76.03
2	4	9	42.038	20.84	210.19	104.2	44.444	20	20	9.48	64.83	5.42	36.75	57.17	56.69
3	4	9	63.057	31.26	210.19	104.2	44.444	30	30	9.48	64.83	3.98	26.62	41.98	41.06
4	4	9	84.076	41.68	210.19	104.2	44.444	40	40	9.48	64.83	2.83	18.51	29.85	28.55
5	4	9	105.095	52.1	210.19	104.2	44.444	50	50	9.48	64.83	1.92	12.1	20.25	18.66
6	4	9	126.114	62.52	210.19	104.2	44.444	60	60	9.48	64.83	1.23	7.21	12.97	11.12
7	4	9	147.133	72.94	210.19	104.2	44.444	70	70	9.48	64.83	0.74	3.87	7.81	5.97
8	4	9	168.152	83.36	210.19	104.2	44.444	80	80	9.48	64.83	0.43	1.87	4.54	2.88
9	4	9	189.171	93.78	210.19	104.2	44.444	90	90	9.48	64.83	0.45	0.49	4.75	0.76
10	4	9	210.19	104.2	210.19	104.2	44.444	100	100	9.48	64.83	0.23	0.6	2.43	0.93
11	4	9	315.285	156.3	210.19	104.2	44.444	150	150	9.48	64.83	1.86	11.67	19.62	18.00

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	5	9	21.019	10.42	210.19	104.2	55.556	10	10	9.48	64.83	7.53	50.58	79.43	78.02
2	5	9	42.038	20.84	210.19	104.2	55.556	20	20	9.48	64.83	5.92	38.77	62.45	59.80
3	5	9	63.057	31.26	210.19	104.2	55.556	30	30	9.48	64.83	4.58	29.06	48.31	44.82
4	5	9	84.076	41.68	210.19	104.2	55.556	40	40	9.48	64.83	3.48	21.08	36.71	32.52
5	5	9	105.095	52.1	210.19	104.2	55.556	50	50	9.48	64.83	2.58	14.64	27.22	22.58
6	5	9	126.114	62.52	210.19	104.2	55.556	60	60	9.48	64.83	1.85	9.56	19.51	14.75
7	5	9	147.133	72.94	210.19	104.2	55.556	70	70	9.48	64.83	1.29	5.88	13.61	9.07
8	5	9	168.152	83.36	210.19	104.2	55.556	80	80	9.48	64.83	0.87	3.48	9.18	5.37
9	5	9	189.171	93.78	210.19	104.2	55.556	90	90	9.48	64.83	0.78	1.72	8.23	2.65
10	5	9	210.19	104.2	210.19	104.2	55.556	100	100	9.48	64.83	0.55	0.94	5.80	1.45
11	5	9	315.285	156.3	210.19	104.2	55.556	150	150	9.48	64.83	0.76	8.45	8.02	13.03

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	6	9	21.019	10.42	210.19	104.2	66.667	10	10	9.48	64.83	7.75	51.5	81.75	79.44
2	6	9	42.038	20.84	210.19	104.2	66.667	20	20	9.48	64.83	6.3	40.35	66.46	62.24
3	6	9	63.057	31.26	210.19	104.2	66.667	30	30	9.48	64.83	5.08	31.06	53.59	47.91
4	6	9	84.076	41.68	210.19	104.2	66.667	40	40	9.48	64.83	4.06	23.37	42.83	36.05
5	6	9	105.095	52.1	210.19	104.2	66.667	50	50	9.48	64.83	3.21	17.09	33.86	26.36
6	6	9	126.114	62.52	210.19	104.2	66.667	60	60	9.48	64.83	2.52	12.08	26.58	18.63
7	6	9	147.133	72.94	210.19	104.2	66.667	70	70	9.48	64.83	2.24	8.37	23.63	12.91
8	6	9	168.152	83.36	210.19	104.2	66.667	80	80	9.48	64.83	1.5	5.78	15.82	8.92
9	6	9	189.171	93.78	210.19	104.2	66.667	90	90	9.48	64.83	1.43	4.16	15.08	6.42
10	6	9	210.19	104.2	210.19	104.2	66.667	100	100	9.48	64.83	1	3.38	10.55	5.21
11	6	9	315.285	156.3	210.19	104.2	66.667	150	150	9.48	64.83	1.17	9.19	12.34	14.18

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	7	9	21.019	10.42	210.19	104.2	77.778	10	10	9.48	64.83	7.67	51.17	80.91	78.93
2	7	9	42.038	20.84	210.19	104.2	77.778	20	20	9.48	64.83	6.16	39.79	64.98	61.38
3	7	9	63.057	31.26	210.19	104.2	77.778	30	30	9.48	64.83	4.9	30.29	51.69	46.72
4	7	9	84.076	41.68	210.19	104.2	77.778	40	40	9.48	64.83	3.84	22.48	40.51	34.68
5	7	9	105.095	52.1	210.19	104.2	77.778	50	50	9.48	64.83	3.19	15.66	33.65	24.16
6	7	9	126.114	62.52	210.19	104.2	77.778	60	60	9.48	64.83	2.44	10.58	25.74	16.32
7	7	9	147.133	72.94	210.19	104.2	77.778	70	70	9.48	64.83	1.67	7.37	17.62	11.37
8	7	9	168.152	83.36	210.19	104.2	77.778	80	80	9.48	64.83	1.55	4.61	16.35	7.11
9	7	9	189.171	93.78	210.19	104.2	77.778	90	90	9.48	64.83	0.9	3.11	9.49	4.80
10	7	9	210.19	104.2	210.19	104.2	77.778	100	100	9.48	64.83	0.97	2.08	10.23	3.21
11	7	9	315.285	156.3	210.19	104.2	77.778	150	150	9.48	64.83	0.87	8.17	9.18	12.60

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	8	9	21.019	10.42	210.19	104.2	88.889	10	10	9.48	64.83	7.62	50.93	80.38	78.56
2	8	9	42.038	20.84	210.19	104.2	88.889	20	20	9.48	64.83	6.06	39.36	63.92	60.71
3	8	9	63.057	31.26	210.19	104.2	88.889	30	30	9.48	64.83	4.77	29.8	50.32	45.97
4	8	9	84.076	41.68	210.19	104.2	88.889	40	40	9.48	64.83	3.69	21.89	38.92	33.77
5	8	9	105.095	52.1	210.19	104.2	88.889	50	50	9.48	64.83	3.03	14.98	31.96	23.11
6	8	9	126.114	62.52	210.19	104.2	88.889	60	60	9.48	64.83	2.28	9.94	24.05	15.33
7	8	9	147.133	72.94	210.19	104.2	88.889	70	70	9.48	64.83	1.14	5.32	12.03	8.21
8	8	9	168.152	83.36	210.19	104.2	88.889	80	80	9.48	64.83	1.07	4.17	11.29	6.43
9	8	9	189.171	93.78	210.19	104.2	88.889	90	90	9.48	64.83	1.06	2.4	11.18	3.70
10	8	9	210.19	104.2	210.19	104.2	88.889	100	100	9.48	64.83	0.76	1.51	8.02	2.33
11	8	9	315.285	156.3	210.19	104.2	88.889	150	150	9.48	64.83	0.86	8.29	9.07	12.79

Caso	#BUS con GD	#BUS de cargas	PgGD	QgGD	Pc	Qc	Nivel de dispersión (%)	Nivel de penetración Pg (%)	Nivel de penetración Qg (%)	LLSP	LLSQ	LLGDp	LLGDQ	LLIP (%)	LLIQ (%)
1	9	9	21.019	10.42	210.19	104.2	100.000	10	10	9.48	64.83	7.53	50.57	79.43	78.00
2	9	9	42.038	20.84	210.19	104.2	100.000	20	20	9.48	64.83	5.92	38.75	62.45	59.77
3	9	9	63.057	31.26	210.19	104.2	100.000	30	30	9.48	64.83	4.6	29.1	48.52	44.89
4	9	9	84.076	41.68	210.19	104.2	100.000	40	40	9.48	64.83	3.77	20.63	39.77	31.82
5	9	9	105.095	52.1	210.19	104.2	100.000	50	50	9.48	64.83	2.83	14.21	29.85	21.92
6	9	9	126.114	62.52	210.19	104.2	100.000	60	60	9.48	64.83	2.09	9.17	22.05	14.14
7	9	9	147.133	72.94	210.19	104.2	100.000	70	70	9.48	64.83	1.31	5.9	13.82	9.10
8	9	9	168.152	83.36	210.19	104.2	100.000	80	80	9.48	64.83	0.9	3.55	9.49	5.48
9	9	9	189.171	93.78	210.19	104.2	100.000	90	90	9.48	64.83	0.93	1.85	9.81	2.85
10	9	9	210.19	104.2	210.19	104.2	100.000	100	100	9.48	64.83	0.65	1.06	6.86	1.64
11	9	9	315.285	156.3	210.19	104.2	100.000	150	150	9.48	64.83	0.97	8.73	10.23	13.47

## REFERENCIAS

- [1] M. Baran y T.E. McDermott, “Distribution System State Estimation using AMI Data”, ISBN: 978-1-4244-3811-2, PDF: 000803, presentado en la IEEE PSCE, Seattle, WA, Marzo 2009.
- [2] S.S. Venkata “Smart Distribution Grid and the Advances Integrated Distribution Management Systems (IDMS)”, tutorial presentado en la IEEE PSCE, Seattle, WA, Marzo 2009.
- [3] Q. Zhang y X. Wang, “Customer Electricity Purchasing Risk Decision Under Real-Time Pricing”, presentado en la IEEE PSCE, Seattle, WA, Marzo 2009.
- [4] A. Vojdani, “Smart Integration” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, pp. 71-79, Nov/Dic. 2008
- [5] M. Lively, “The Wolf in Pricing”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, pp. 61-69, Ene./Feb. 2009
- [6] T. Kaipia, P. Peltoniemi, J. Lassila, P. Salonen, y J. Partanen, “Power Electronics in Smart Grids- Impact on Power System Reliability”, presentado en el seminario CIRED, Frankfurt, Al(DE), Junio 2008.
- [7] K. Yeager, “Striving for Perfection”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, pp. 28-35, Nov/Dic. 2008
- [8] B. Roberts, “Capturing Grid Power”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, pp. 32-41, Julio/Agosto 2009.
- [9] A. Nourai y C. Schafer, “Changing the Electricity Game”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, pp. 42-47, Julio/Agosto 2009.
- [10] CERTS, “Phasor Technology, Advanced Concepts”, [Internet] Disponible en: [www.phasor-rtdms.com/phasorconcepts/phasor\\_adv\\_faq.html](http://www.phasor-rtdms.com/phasorconcepts/phasor_adv_faq.html)
- [11] M. Begovic, “Wide Area Monitoring Protection and Emergency Control”, ISBN: 0-7803-8718-X, ISBN: 0-7803-8718-X, vol. 3, pp.1776-1777, publicación especial del IEEE Power and Energy Society, Mayo 2002.
- [12] L. Morán, J. Dixon, M.J. Espinoza, J. Rodriguez, “FACTS Controllers”, The Electric Power Engineering Handbook, Power Systems, 2da edición, pp. 25-1, 25-38, 2007.
- [13] S. Daza, “Redes neuronales artificiales: Fundamentos, modelos y aplicaciones”, [Internet] Disponible en: [www.monografias.com](http://www.monografias.com)
- [14] R. Salas, “Redes Neuronales Artificiales”, [Internet] Disponible en: [http://www.inf.utfsm.cl/~rsalas/Pagina\\_Investigacion/docs/Apuntes](http://www.inf.utfsm.cl/~rsalas/Pagina_Investigacion/docs/Apuntes)
- [15] G. Colmenares, “Funcion de Base Radial”, cap. 4, pp.84-95, [Internet] Disponible en: [http://webdelprofesor.ula.ve/economia/gcolmen/programa/redes\\_neuronales](http://webdelprofesor.ula.ve/economia/gcolmen/programa/redes_neuronales)
- [16] S. Torra, “La Siniestralidad en Seguros de Consumo Anual de las Entidades de Previsión Social. Perspectiva Probabilística y Econométrica. Propuesta de un Modelo Económico Neuronal para Cataluña.”, cap. 2, pp.104, [Internet] Disponible en: <http://www.tesisenxarxa.net>

- [17] K. Seethalekshmi, S. N. Singh, S. C. Srivastava, “Adaptive Distance Relaying Scheme in Presence of UPFC using WAMS”, ISBN: 978-1-4244-3811-2, PDF: 000391, presentado en la IEEE PSCE, Seattle, WA, Marzo 2009.
- [18] X. Zhou, H. Wang, R.K. Aggarwal, P. Beaumont, “Performance Evaluation of a Distance Relay as Applied to a Transmission System with UPFC”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no.3, pp.1137-1147, Julio 2006.
- [19] T.Kase, Y. Kurosawa, P. Beaumont, “Problems Associated with Zero Sequence Compensation Applies to Distance Protection”, ISBN: 1-4244-0493-2, publicado en la IEEE, 2006.
- [20] M.W Grady, PCFLO Version 6.0, (loadflow/short circuit/harmonics analysis). [Internet] Disponible en: [www.ece.utexas.edu/~grady](http://www.ece.utexas.edu/~grady), Mayo 30, 2007
- [21] R. Vicini, O. Micheloud, “Smart Grids: Un nuevo concepto para hacer más eficientes los Sistemas Eléctricos de Potencia”, 40° Congreso de Investigación y Desarrollo del Tecnológico de Monterrey, Enero 2010.
- [22] Parámetros del sistema modelado obtenido en [Internet] Disponible en: [www.oc.org.do](http://www.oc.org.do).
- [23] J. Báez, J. Reyes, “Ahorro de Energía Mediante el Control Automático de Cargas”, Octava Reunión General 2009, AEE, Monterrey N.L., Agosto 12, 2009.
- [24] CDEEE, “Informe sobre el Desempeño del Sector Eléctrico, Septiembre 2009”, pp.11, [Internet] Disponible en: <http://transparencia.cdeee.gob.do/wfPublicaciones.aspx>.