

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA



**“Análisis Probabilista del Impacto de la Generación
Distribuida de Energía Eléctrica en Pérdidas en
Redes de Distribución”**

PRESENTADO POR:
CARLOS EDWIN FUENTES GONZÁLEZ

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2010

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSc. RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ

SECRETARIO GENERAL :

LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIO :

ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ

ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**“Análisis Probabilista del Impacto de la Generación
Distribuida de Energía Eléctrica en Pérdidas en
Redes de Distribución”**

Presentado por :

CARLOS EDWIN FUENTES GONZÁLEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores :

DR. VÍCTOR HUGO MÉNDEZ QUEZADA

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, septiembre de 2010

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores :

DR. VÍCTOR HUGO MÉNDEZ QUEZADA

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 14 de septiembre de 2010, en la Sala de Lectura, a las 17:00 horas con treinta minutos, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director
2. Ing. Salvador de Jesús German
Secretario



Firma:

Wilber Calderón
[Handwritten signature]

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. William Quinteros
- 2- Ing. José Miguel Hernández Hernández

Firma:

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

“Análisis Probabilista del Impacto de la Generación Distribuida de Energía Eléctrica en Pérdidas en Redes de Distribución”

A cargo del Bachiller:

FUENTES GONZÁLEZ, CARLOS EDWIN

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de: 8.7

(Ocho punto siete.)

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su apoyo y confianza.

A Kriscia por su esmerada colaboración, respaldo incondicional y alentar mi espíritu competitivo.

A mis asesores, especialmente al Dr. Víctor Méndez por su generosa guía e instrucción, así como por sus consejos, observaciones y correcciones.

A mis colegas y amigos, por haberme ayudado y motivado en los momentos de flaqueza.

Carlos Edwin Fuentes

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. Introducción.....	8
1.1 Motivaciones del trabajo de graduación	8
1.2 Objetivos del trabajo de graduación	9
1.3 Estructura del trabajo de graduación.....	10
2. Marco teórico	11
2.1 Introducción	11
2.2 Clasificación de las actividades eléctricas	11
2.3 Redes de distribución.....	12
2.4 Generación distribuida.....	14
2.4.1 Generalidades	14
2.4.2 Efecto de la generación distribuida sobre los flujos de potencia	15
2.4.3 Marco regulatorio de la generación distribuida	18
2.5 Tecnologías de generación distribuida	19
2.5.1 Energía solar fotovoltaica.....	20
2.5.2 Energía solar térmica	21
2.5.3 Energía eólica	24
2.5.4 Biomasa	28
2.5.5 Mini-hidráulica	29
2.5.6 Motores de combustión interna	31
2.5.7 Turbinas de gas	32
2.5.8 Pilas de combustible	34
2.6 Impacto de la generación distribuida en las variables de la red.....	36
2.7 Distribuciones de probabilidad de las tecnologías de generación distribuida	36
2.8 Conclusiones	38
3. Cálculo de pérdidas	39
3.1 Introducción	39
3.2 Técnicas de análisis de redes en estado estable.....	39
3.3 Métodos de análisis de flujo de carga.....	41
3.4 Datos e incógnitas	41
3.5 Solucion de flujo de carga con el método de Newton-Raphson.....	44
3.6 Solucion de flujo de carga con el método radial.....	45
3.7 Conclusiones	45

4. Métodos probabilistas de flujo de carga	46
4.1 Introducción	46
4.2 Antecedentes	46
4.3 Revisión de métodos probabilistas	47
4.4 Solución probabilista mediante métodos deterministas	50
4.5 Ventajas de métodos probabilistas.....	54
4.6 Método de Monte Carlo.....	55
4.7 Método de coeficientes de sensibilidad constantes	55
4.8 Método de coeficientes de sensibilidad variables	59
4.9 Ejemplo de aplicación de método probabilistas	66
4.10 Conclusiones.....	73
5. Análisis probabilista de red real	74
5.1 Introducción	74
5.2 Características de red de distribución analizada.....	74
5.3 Simplificación de alimentador.....	79
5.3.1 Relación entre pérdidas de red completa y red simplificada.....	81
5.4 Resultados de simulaciones	83
5.4.1 Resultados de análisis de red completa.....	83
5.4.2 Resultados de análisis de red simplificada.....	85
5.4.3 Resultados de análisis con CSV	87
5.4.4 Análisis de resultados.....	91
5.5 Simulación de diferentes escenarios.....	96
5.5.1 Generador ubicado en nodo NP190.....	97
5.5.2 Generador ubicado en nodo NP264.....	98
5.5.3 Generador ubicado en nodo NP460.....	99
5.5.4 Análisis de resultados.....	101
5.6 Conclusiones	104
Conclusiones	106
Anexos.....	108
Anexo A. Comparación de diferentes tecnologías de celdas de combustible.....	108
Anexo B. Métodos de solución de flujos de carga.....	109
A.1 Método de Newton-Raphson	109
A.2 Método radial	113
Anexo C. Aproximación por series de Taylor.....	115

Anexo D. Datos usados para simulaciones	116
Anexo E. Metodología de cálculo de demanda nodal	117
Anexo F. Interpretación de diagramas de caja	120
Glosario	121
Abreviaturas	122
Bibliografía	123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Red de distribución con topología (a) radial y (b) en malla y operación radial.	13
Figura 2.2. Flujos de potencia en dirección típica aun en presencia de GD.	16
Figura 2.3. Flujos de potencia distorsionados ante presencia de GD.	17
Figura 2.4. Flujos de potencia en red con GD cuyo aporte de potencia supera la demanda.	18
Figura 2.5. Efecto fotoeléctrico que consiste en la liberación de electrones gracias a la energía ganada a un fotón incidente.	20
Figura 2.6. Efecto fotovoltaico, donde la luz incidente carga energéticamente un electrón y origina un voltaje entre ánodo y cátodo.	20
Figura 2.7. Esquema de un esquema de generación solar de torre central.	22
Figura 2.8. Reflector parabólico.	22
Figura 2.9. Reflector lineal cilíndrico-parabólico.	23
Figura 2.10. Concentrador lineal de Fresnel.	24
Figura 2.11. Túnel de viento creado por la operación de un aerogenerador.	25
Figura 2.12. Ejemplo de las formas típicas de PDF del viento.	27
Figura 2.13. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador.	27
Figura 2.14. Esquema de una central hidroeléctrica de pie de presa.	30
Figura 2.15. Funcionamiento de un motor de combustión interna de cuatro tiempos tipo Otto. ..	32
Figura 2.16. Esquema de un motor tipo Diesel.	32
Figura 2.17. Esquema de una turbina de gas.	33
Figura 2.18. Esquema de funcionamiento de una celda de combustible.	34
Figura 3.1. Modelo de una línea de transmisión.	40
Figura 3.2. Diagrama de circuito monofásico equivalente de línea de transmisión.	44
Figura 3.3. Circuito monofásico simplificado de línea de transmisión.	45
Figura 4.1. Red para ilustración de un enfoque determinista.	51
Figura 4.2. Combinaciones posibles de las variables de estado.	53
Figura 4.3. Esquema de red de distribución de 37 nodos.	67
Figura 4.4. Gráficas de dispersión de pérdidas obtenidas con diferentes métodos.	68
Figura 4.5. PDF y CDF de pérdidas de potencia.	69
Figura 4.6. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de red de prueba.	69
Figura 4.7. Diagramas de caja de pérdidas de potencia en red de prueba.	70

Figura 4.8. Perfil de voltaje de la red de prueba ilustrado con diagramas de caja.....	70
Figura 4.9. Perfil de voltaje de red de ejemplo con GD ilustrado mediante diagramas de caja.....	71
Figura 4.10. PDF y CDF de pérdidas de red de prueba.....	71
Figura 4.11. Diagramas de caja de muestras con diferentes valores de GD.....	72
Figura 4.12. Gráfica del perfil de voltaje de la red al conectar el GD en diferentes nodos.	72
Figura 4.13. Diagramas de caja de pérdidas al variar la ubicación del GD.	73
Figura 5.1. Vista esquemática de red de distribución analizada.....	75
Figura 5.2. Esquema unifilar de alimentador estudiado.	76
Figura 5.3. PDF y CDF de generador distribuido presente en red de distribución.....	78
Figura 5.4. Demanda promedio de cada nodo.....	78
Figura 5.5. Promedio de la fracción de pérdidas originada en cada rama.	79
Figura 5.6. Perfil de pérdidas acumuladas de la red.	80
Figura 5.7. Esquema de alimentador real reducido a 18 nodos.	80
Figura 5.8. Dispersión de pérdidas de potencia en red real completa y simplificada.	81
Figura 5.9. Relación entre porcentaje de pérdidas de red simplificada y completa.....	82
Figura 5.10. PDF y CDF de pérdidas de potencia activa en alimentador real.	84
Figura 5.11. PDF y CDF del porcentaje de pérdidas en alimentador real.	84
Figura 5.12. PDF y CDF de pérdidas de potencia de red simplificada.....	85
Figura 5.13. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas en red simplificada.	86
Figura 5.14. Gráfica que muestra curva y polinomio de ajuste a las pérdidas esperadas.....	87
Figura 5.15. Curva de variación de las pérdidas y diagrama de caja participación de GD.....	88
Figura 5.16. PDF y CDF de pérdidas de potencia obtenidas usando método de FDCP-CSV.	90
Figura 5.17. CDF de porcentaje de pérdidas obtenidas usando método de FDCP-CSV.....	90
Figura 5.18. PDF y CDF de pérdidas obtenidas con diferentes métodos probabilistas.	91
Figura 5.19. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas obtenidas con métodos probabilistas.	92
Figura 5.20. PDF y CDF de pérdidas de potencia tomando en cuenta la GD.	93
Figura 5.21. PDF y CDF de porcentajes de pérdidas tomando en cuenta la GD.	93
Figura 5.22. Diagramas de caja de pérdidas de red real sin GD obtenidas con distintos métodos..	94
Figura 5.23. Diagramas de caja de pérdidas de red real con GD obtenidas con distintos métodos.	94
Figura 5.24. Diagramas de caja variación de las pérdidas de red real debido a la GD obtenidas con Newton-Raphson en red completa.	94
Figura 5.25. Perfil de voltaje sin GD.	95

Figura 5.26. Perfil de voltaje con GD en nodo 74.	96
Figura 5.27 . Curva de impacto de GD en NP190 y diagrama de caja del aporte de potencia de la GD a la red.....	97
Figura 5.28. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de la red con el GDH en el nodo NP190.	98
Figura 5.29. Curva de impacto de GD en NP264 y diagrama de caja del aporte de potencia a la red.	98
Figura 5.30. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de la red con el GDH en el nodo NP264.	99
Figura 5.31. Curva de impacto de GD en NP460 y diagrama de caja del aporte de potencia a la red.	100
Figura 5.32. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de la red con el GDH en el nodo NP460.	100
Figura 5.33. Perfil de demanda promedio de la red estudiada.	103
Figura 5.34. CDF de porcentaje de pérdidas con GD en diferentes nodos.	104
Figura C.1. Esquema gráfico de aproximación a un valor puntual usando la primera derivada. ..	115
Figura E.2. Perfiles de demanda de cada categoría de consumidor.	118
Figura E.3. Diagrama de flujo para calcular demanda horaria nodal promedio.	119
Figura F.4. Diagrama de caja.	120

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Actividades del sector eléctrico.....	11
Tabla 2.2. Niveles de tensión en El Salvador.....	13
Tabla 3.1. Variables involucradas en un flujo de potencia.	42
Tabla 4.1. Variables de estado en cada nodo.	52
Tabla 4.2. Coeficientes de polinomios de red de prueba.	68
Tabla 5.1. Detalles de la red.....	74
Tabla 5.2. Parámetros estadísticos de pérdidas en muestra en red completa.....	85
Tabla 5.3. Parámetros estadísticos de las pérdidas en red simplificada.	86
Tabla 5.4. Parámetros estadísticos de pérdidas obtenidas con método de FDCP-CSV.	90
Tabla 5.5. Media y mediana de pérdidas.	94
Tabla 5.6. Resumen de parámetros estadísticos de muestra determinista.	95
Tabla 5.7. Resumen de parámetros obtenidos para diferentes emplazamientos.....	101
Tabla A.1. Características de diferentes celdas de combustible.....	108
Tabla D.2. Datos de nodos en red de prueba.....	116
Tabla D.3. Datos de ramas.	116
Tabla D.4. Detalles de conductor	116
Tabla E.5. Factores de demanda horaria de cada categoría de consumidor.....	117

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIONES DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN

La forma convencional de diseñar y operar una red eléctrica de distribución es siguiendo un modelo jerárquico en el que la energía fluye desde los niveles de alto voltaje hacia los niveles de bajo voltaje. Sin embargo, en la actualidad está cobrando mayor presencia un nuevo actor en el mercado eléctrico: la **generación distribuida**. Esta variable modifica el esquema jerárquico típico, pues plantea la inyección de potencia en los niveles más bajos de voltaje.

La presencia de la generación distribuida *puede* modificar la dirección y/o magnitud de los flujos de potencia dentro de la red en mayor o menor cuantía. Esta situación ha recibido poca atención debido a que en principio las magnitudes de potencia inyectadas eran relativamente pequeñas, pero al aumentar la participación de la generación distribuida cobra mayor importancia estudiar el impacto sobre las variables de la red, entre estas las **pérdidas de potencia**.

Conocer y predecir el efecto que un generador distribuido tendrá sobre las pérdidas tiene especial importancia en un marco regulatorio como el de El Salvador, en donde se reconoce a la distribuidora un nivel eficiente de operación a través de diferentes coeficientes de pérdidas ajustados a largo plazo. Durante el periodo de vigencia de un coeficiente de pérdidas la distribuida cobra al usuario las pérdidas reconocidas, aun cuando en su operación tenga coeficientes de pérdidas menores o mayores, por lo que al aumentar la brecha entre estos valores la distribuidora puede percibir mayores o menores ganancias, respectivamente. Es así como mantener las pérdidas técnicas en un valor menor al valor reconocido se convierte en un **incentivo económico** para que la empresa distribuidora procure mantener una operación eficiente en el transporte de energía eléctrica.

Ante esta situación es necesario contar con una **técnica de análisis** que permita determinar el impacto causado en el comportamiento de las pérdidas cuando existe generación distribuida. Los métodos convencionales usados por las distribuidoras para calcular el estado de las variables de la red (flujo de carga), en el que se usan múltiples escenarios de generación y demanda, se ven limitados ante el comportamiento aleatorio de estas variables. Es por ello que un abordaje mediante técnicas probabilistas resulta idóneo para poder dar solución al problema.

1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN

El objetivo general de este trabajo de graduación es **implementar** y **aplicar herramientas de análisis** matemático probabilista, para analizar el impacto de las pérdidas en redes con generación distribuida. Es decir, por un lado está la implementación de algoritmos probabilistas y por otro su aplicación para predecir el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas. Para conseguirlo, se ha desarrollado un estudio de las técnicas probabilistas disponibles y se hacen observaciones sobre su aplicabilidad en redes de distribución.

Con este trabajo de graduación se pretende dar un aporte al conocimiento del **impacto de la generación distribuida** de energía eléctrica, en particular se desea explorar y estudiar el impacto sobre las **pérdidas** de potencia a través de un análisis del comportamiento probabilístico de esta variable, observando los cambios producidos con la presencia de generación distribuida en comparación con escenarios sin ella; para alcanzar este objetivo se usan funciones de distribución de probabilidad y comparaciones estadísticas.

Para poder implementar las técnicas probabilistas se hizo una revisión de las técnicas deterministas, con la intención de conocer cómo estas se pueden usar para afrontar el problema y servir de base de los análisis probabilistas.

Se implementaron dos algoritmos de flujo de carga probabilista con el objetivo de conocer las funciones de probabilidad de las pérdidas, usando un modelo matemático exacto y otro alternativo simplificado; estos métodos se valen del uso de la técnica de Monte Carlo para poder encontrar los resultados que permiten construir las curvas de probabilidad buscadas.

Para darle un sentido práctico a este trabajo de graduación se estudia una red de distribución real que cuenta con generación distribuida; se usan datos históricos de consumo y generación, así como los perfiles de demanda de los diferentes tipos de usuarios para encontrar las funciones de distribución de probabilidad de la demanda en cada nodo y aplicar las técnicas probabilistas de análisis de pérdidas.

1.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN

El trabajo de graduación está dividida en cinco capítulos que incluyen la información necesaria para que el lector pueda comprender los métodos de análisis de flujo de carga probabilista y cómo estos se pueden usar para estudiar una variable en particular de una red eléctrica, es decir, las pérdidas.

En el capítulo 2 puede encontrarse una breve descripción de los conceptos usados en este estudio, tales como las redes de distribución, la generación distribuida, algunas de las tecnologías usadas para generar electricidad; así también se hacen observaciones sobre el comportamiento probabilístico de cada tipo de tecnología y la factibilidad de adoptar un modelo generalizado para cada una de ellas.

En el capítulo 3 se describen las variables involucradas en una red de distribución, los datos necesarios para ejecutar el análisis y las técnicas matemáticas convencionales para resolver el problema del flujo de carga, tales como los métodos radial y de Newton-Raphson.

En el capítulo 4 se presentan los métodos probabilistas de flujo de carga, las condiciones necesarias para poder aplicarlos y sus correspondientes limitantes. Se hace un esbozo del desarrollo y diversas maneras de afrontar el problema de forma probabilista; entre estos métodos se escoge el idóneo para sistemas de distribución. Entre los aportes más significativos de este capítulo está la propuesta de una técnica probabilista basada en estudios de diferentes autores, que mejora la exactitud de los resultados cuando los datos son muy dispersos. Adicionalmente, se explica cómo aplicar la técnica de Monte Carlo usando modelos exactos y lineales para calcular de forma probabilista la variación de las pérdidas de potencia.

En el capítulo 5 se hace un abordaje probabilista para conocer las pérdidas de potencia de una red de distribución real. Para ello se usan la técnica de Monte Carlo usando el modelo exacto sobre la red real y comparando los resultados obtenidos con un modelo linealizado, así también se hace un análisis con y sin generación distribuida de forma que se pueda observar el impacto sobre las pérdidas de potencia. Adicionalmente, se hace un análisis sobre el impacto que tendría el generador distribuido en las pérdidas si estuviera instalado en otro sitio de la red.

En los Anexos puede hallarse información complementaria, tal como los datos usados para las simulaciones, la metodología empleada para estimar la demanda instantánea en una red de distribución usando el consumo de sus usuarios y gráficas que permitirán al lector tener una mejor comprensión de algunas herramientas estadísticas y matemáticas empleadas.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se definirán los conceptos involucrados en este estudio, tal como las redes de distribución, la generación distribuida y las pérdidas de energía, con lo que se pretende que el lector no familiarizado con estos términos adquiera nociones básicas de estos temas.

Además, se hace una breve descripción de las tecnologías de generación distribuida y su mecanismo de funcionamiento, así como la importancia de las distribuciones de probabilidad de cada tecnología de generación. Adicionalmente, se explican algunos conceptos involucrados con la participación de la generación distribuida en el mercado eléctrico. Esto representa una parte importante de la base teórica que el lector debe conocer, como preparación para estudiar el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Dentro del mercado de la energía eléctrica existen diferentes actividades que se pueden clasificar de acuerdo a su naturaleza técnica y económica, cada una de las cuales está regulada de manera específica y donde participan diferentes actores, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2.1. Actividades del sector eléctrico.

ACTIVIDAD	FUNCIONES	ENTIDADES/EMPRESAS
Generación	Generación en régimen ordinario y especial, servicios complementarios (regulación de voltaje y frecuencia).	CEL, LaGeo, Duke Energy, Nejapa Power, Asociación Azucarera, Textufil, CASSA, CECSA, etc.
Transmisión	Transportar energía a alta tensión.	ETESAL
Distribución	Transporte y distribución a media y baja tensión	DELSUR, Grupo AES, DEUSEM, EDESAL, ABRUZZO, B&D, Servicios Técnicos (distribuidoras)
Comercialización	Comercialización en mercado mayorista, mercado minorista, servicios complementarios (facturación, medición, liquidaciones).	Distribuidoras, Lynx, Mercados Eléctricos, Excelergy, Origem, Cenérgica, CEL Comercializadora, CONEC-ES
Coordinación	Operación técnica del sistema eléctrico y del mercado organizado.	Unidad de Transacciones (UT)

Fuente: SIGET, Boletín estadístico 2009.

El mercado mayorista es operado por la UT y está compuesto por el Mercado de Contratos (MDC) y el Mercado Regulador del Sistema (MRS). El MDC es el mercado de energía eléctrica a futuro, el cual es despachado por la UT y convenido entre los operadores de forma independiente. El MRS es el mercado de energía eléctrica de corto plazo que tiene como objetivo regular la oferta y la demanda, es despachado por la UT (SIGET, 2009).

2.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN

Considerando a la energía eléctrica como un bien económico, las redes de transmisión y distribución son el medio a través del cual esta energía se transporta y entrega al usuario final o consumidor. Para ello, la red debe tener de una robustez tal que permita al usuario disponer continuamente de potencia eléctrica, manteniendo estables los niveles de voltaje eficaz y la frecuencia, gracias al conjunto de equipos que la componen (transformadores, seccionadores, interruptores, conductores).

En una red de distribución la dirección de los flujos de potencia suele ser radial, sin embargo, la presencia de generadores dentro de ella (Generación Distribuida) puede cambiar la dirección de tales flujos.

Si bien las redes de distribución se explotan radialmente, en la práctica están construidas en forma de malla; se diseñan de esta manera para crear circuitos de respaldo en el caso de que ocurra una falla en un ramal, de forma que un punto tenga más de una manera de recibir suministro eléctrico o bien toda la red. En una red del tipo radial sólo existe una trayectoria posible para el flujo de potencia desde la fuente al punto de consumo (Figura 2.1a). En cambio, en una red con topología de malla existe más de una trayectoria posible para el flujo de potencia.

En las redes de distribución no se usa más de una trayectoria simultáneamente, lo que significa que la operación es radial (Figura 2.1b), lo que obedece a diferentes motivos. Por ejemplo, una topología radial simplifica la operación técnica, especialmente en casos de localización de fallas, ya que se pueden aislar (desconectar) secciones de la red con sólo abrir un interruptor. Esto también es útil durante trabajos de mantenimiento, pues permite saber la dirección del flujo de potencia y esa información sirve a los operarios para manipular los conductores con seguridad.

Las redes de distribución suelen ser muy extensas y alimentar diferentes tipos de cargas, ya sean industriales, comerciales y residenciales, a través de redes urbanas o rurales, por lo que la demanda de potencia en toda la red tiende a ser una variable

que resulta de la combinación (suma) de las demandas instantáneas de cada uno de los usuarios presentes en la red.

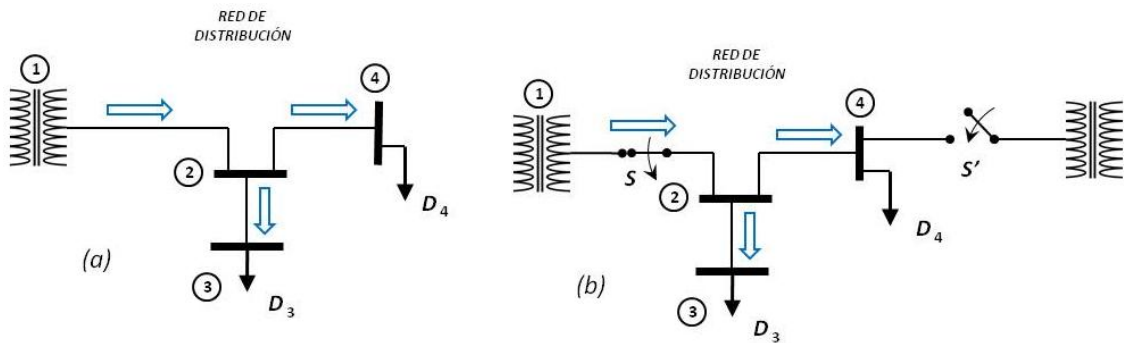


Figura 2.1. Red de distribución con topología (a) radial y (b) en malla y operación radial.

Existen pérdidas en el transporte de la energía a través de la red, por una parte están las **pérdidas técnicas**, las cuales ocurren como consecuencia del calentamiento de los conductores que se usan para transportar la energía, o en los transformadores, son normales y no se pueden eliminar totalmente; ocurren tanto en el nivel de media como baja tensión por los que están compuestas las redes de distribución. Por otro lado, las **pérdidas no técnicas** son aquellas que ocurren por conexiones ilegales a la red (hurto de energía), errores en las mediciones o fallas administrativas o técnicas.

Por lo general el crecimiento de las redes de distribución ocurre de forma *orgánica*, siguiendo el desarrollo urbanístico, salvo excepciones consistentes en nuevos proyectos urbanos donde pueden ser planificadas. Es por ello que, en la mayoría de los casos, los puntos de consumo no se abastecen de la manera más eficiente usando las mínimas distancias posibles para conectarlos a la fuente de energía.

Las redes de distribución están constituidas por alimentadores a media y baja tensión, en El Salvador la entrega de energía a los consumidores se hace en baja tensión siempre que la carga no supere los 300kVA. La definición de los intervalos de baja, media y alta tensión varía de un país a otro debido al tamaño de las redes, en El Salvador los intervalos de tensión están delimitados como se indica en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Niveles de tensión en El Salvador.

NIVEL DE TENSIÓN	VOLTAJE MÍNIMO	VOLTAJE MÁXIMO
Baja tensión (BT)	--	< 600 V
Media tensión (MT)	≥ 600 V	< 115 kV
Alta tensión (AT)	≥ 115 kV	--

Fuente: SIGET

2.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.4.1 GENERALIDADES

Se entenderá por generación distribuida (GD¹) aquella fuente de energía eléctrica conectada a la red de distribución, ya sea directamente o por medio de las instalaciones de los consumidores.

El surgimiento de la GD ha sido un consecuencia de muchos factores, entre ellos el agotamiento de los recursos convencionales en los emplazamientos con gran potencial de producción (como grandes ríos), por lo que ha habido que echar mano de aquellos sitios con menos potencial que se pueda explotar.

Algunos recursos naturales que pueden ser aprovechados (corrientes de agua, corredores de viento) pueden estar ubicados a grandes distancias de las redes de transmisión y poseer un pequeño potencial de generación, por lo que no resulta viable económicamente construir líneas de interconexión a alta tensión. Dado que las redes de distribución tienen mayor penetración geográfica puede ser factible aprovechar los recursos para producir pequeñas cantidades de energía, inyectándola directamente a una red de distribución.

La GD ha ido aumentando su presencia en las redes a medida que crece la industria y el comercio, especialmente por la necesidad de los consumidores de mantener los equipos en funcionamiento cuando falla el suministro de la red de distribución, aun cuando sólo algunas tecnologías se prestan a este uso, como los generadores activados por motores de combustión interna, los cuales permiten *decidir cuándo y cuánto generar*. Esa capacidad de controlar la producción y de responder a los cambios en la demanda depende de la disponibilidad de la fuente primaria, por lo que es un factor determinante en la elección de una tecnología.

Otras formas como la GD que ha ido penetrando cada vez más en las redes es a través del aprovechamiento del cauce de pequeños ríos en zonas remotas a los sitios de consumo, o bien la instalación de plantas térmicas de biomasa, tal como ha ocurrido en El Salvador.

En algunos países de Europa existe regulación específica para la GD que considera incentivos dirigidos a las tecnologías de generación a base de recursos renovables (V.H. Méndez, 2005), lo cual ha permitido que la GD crezca en su nivel de penetración en las redes; gracias a ello ha ido cobrando mayor interés conocer los efectos de la GD sobre las variables de la red, pues es sabido que cada tipo de tecnología introduce distorsiones particulares a las variables del sistema (EPRI, 2000). De hecho, gran

¹ GD se referirá en adelante a *generación distribuida* o *generador distribuido*, dependiendo del contexto.

parte de estas regulaciones favorecen proyectos *relativamente* pequeños, esto ha implantado la idea que los generadores distribuidos sólo aportan pequeñas potencias a la red, lo cual no necesariamente se apega a la realidad.

2.4.2 EFECTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LOS FLUJOS DE POTENCIA

Ante la presencia de un generador distribuido existen diferentes escenarios para la dirección de los flujos de potencia con respecto a la dirección natural cuando no hay GD, tales escenarios se describen a continuación:

a) El GD suple una potencia igual o inferior a la demanda de su barra.

En este caso el GD reduce únicamente la demanda en la barra a la que está conectado con respecto a la demanda que tendría si no hubiera GD, de modo que puede tener un impacto sobre las magnitudes de los flujos de potencia aguas arriba pero no sobre su dirección, manteniéndose igual que si la GD fuera cero.

En la Figura 2.2 se presenta un ejemplo donde D_2 es la demanda aguas arriba y D_4 la demanda aguas abajo de la barra con GD. En este caso el intervalo de variación de la GD es el siguiente:

$$0 \leq GD < D_3 \quad (2.1)$$

La variación en las pérdidas aguas abajo de la barra 2 cuando la GD se halla en este intervalo *con respecto a* $GD=0$, dependerá de la proporción de D_3 con respecto a D_4 . Si $D_3 \ll D_4$ el efecto de la GD sobre las pérdidas *en esa región de la red* serán mínimos, ya que las pérdidas entre el nodo 2 y 3 se deberán en mayor medida a D_4 y las pérdidas aguas abajo del nodo 3 no variarán significativamente (su cambio se deberá al cambio en el perfil de voltaje producido por la GD). Por el contrario, si $D_3 \gg D_4$ los cambios en el flujo de potencia entre el nodo 2 y 3 serán grandes, por lo que las pérdidas aguas abajo del nodo 2 se verán afectadas en mayor medida. En ambos casos, el impacto sobre las **pérdidas totales** dependerá de la relación D_2/D_3 . Si $D_3 \gg D_2$ el impacto será importante, pero si $D_3 \ll D_2$, entonces el efecto sobre las pérdidas totales será mínimo.

En general, el impacto sobre las pérdidas totales dependerá de la proporción de la demanda que el GD deja aguas arriba con respecto a la demanda que está aguas abajo, de la relación entre la magnitud de potencia aportado por GD con respecto a la potencia total demandada, de la ubicación de la fuente de GD dentro de la red, así como de los calibres de los conductores aguas arriba y aguas debajo del GD.

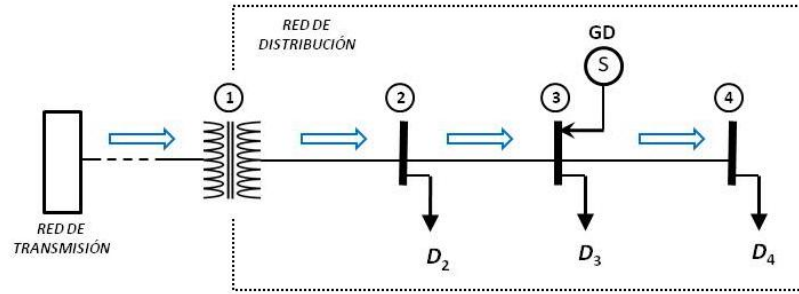


Figura 2.2. Flujos de potencia en dirección típica aun en presencia de GD.

b) El GD suplente una potencia superior a la demanda de su barra e inferior o igual a la demanda aguas abajo.

La dirección de los flujos de potencia es la misma que si no hubiera GD, como se muestra en la Figura 2.2. En esta condición:

$$D_3 \leq GD < D_3 + D_4 + L_{3-4} \quad (2.2)$$

Siendo L_{3-4} las pérdidas en la rama que interconecta las barras 3 y 4, de modo que el GD puede aportar toda la potencia demandada aguas abajo de su barra. Dado que D_3+D_4 puede ser una buena proporción de la demanda total de la red no se puede considerar que la participación del GD sea minoritaria; a su vez, tanto los cambios en la magnitud de los flujos de potencia aguas arriba como las pérdidas dependen de esa proporción.

c) El GD suplente una potencia igual o superior a la demanda aguas abajo e inferior a la demanda total de la red.

Este tampoco se puede considerar un escenario de participación minoritaria de la GD, pues D_3+D_4 puede representar una buena parte de la demanda total de la red y en esa medida el impacto sobre las pérdidas será mayor o menor.

En la Figura 2.3 se ilustra la dirección que tendrían los flujos de potencia de la red de ejemplo en este escenario, es decir si:

$$D_3 + D_4 + L_{3-4} \leq GD < D_2 + D_3 + D_4 + L_{2-3} + L_{3-4} \quad (2.3)$$

Bajo esta condición el GD aporta potencia a la red que tiene un efecto directo sobre la *dirección* de los flujos de potencia aguas arriba de la barra 3 y a la vez puede hacer variar la *magnitud* los flujos de potencia aguas abajo respecto a su valor sin GD, ya que modifica el perfil de voltaje en esa sección de la red.

En principio se puede esperar una reducción en las pérdidas debido a la menor distancia recorrida por los flujos que abastecen las demandas D_3 , D_4 y parte (o la

totalidad) de D_2 , pero esto no siempre ocurrirá así, pudiendo suceder en determinadas circunstancias que las pérdidas aumenten.

Si $(D_3+D_4) \gg D_2$ se puede esperar una reducción importante en las pérdidas, en caso contrario, cuando $(D_3+D_4) \ll D_2$ las pérdidas podrían aumentar dado que grandes flujos serían transportados mayores distancias (respecto al escenario sin GD) y posiblemente por conductores de menor calibre para abastecer a D_2 ; cuando el incremento en las pérdidas L_{2-3} sea mayor a la disminución de L_{3-4} , las pérdidas respecto al valor sin GD comenzarán a aumentar.

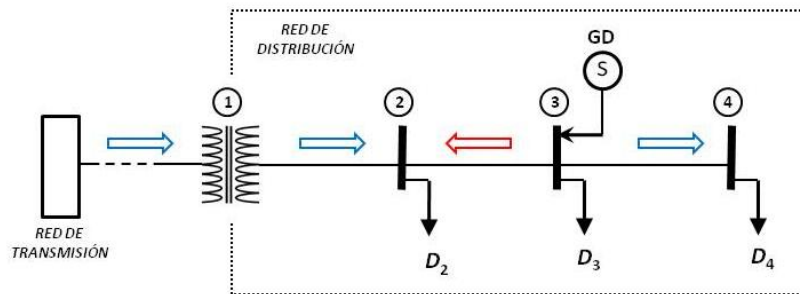


Figura 2.3. Flujos de potencia distorsionados ante presencia de GD.

d) El GD suple una potencia igual o superior a la potencia demandada en la red a la que está conectado.

En este escenario la potencia inyectada por el GD es igual o superior a la demanda total más las pérdidas de la red de distribución a la que está conectado, de modo que

$$(2.4) \quad D_2 + D_3 + D_4 + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{3-4} \leq GD$$

En este caso, el GD puede inyectar potencia a niveles superiores de voltaje (ver Figura 2.4), es decir a la red de transmisión, con lo que podría ocasionar un aumento en las pérdidas si las pérdidas entre el nodo 1 y 3 aumentan a tal punto (debido al incremento en el flujo de potencia) que superan el ahorro entre los nodos 3 y 4.

En resumen, *el impacto de la GD sobre las pérdidas depende de cómo las cargas estén distribuidas a lo largo de la red, de la posición y valor relativo de la GD respecto a estas y de los calibres de los conductores en cada sección de la red.*

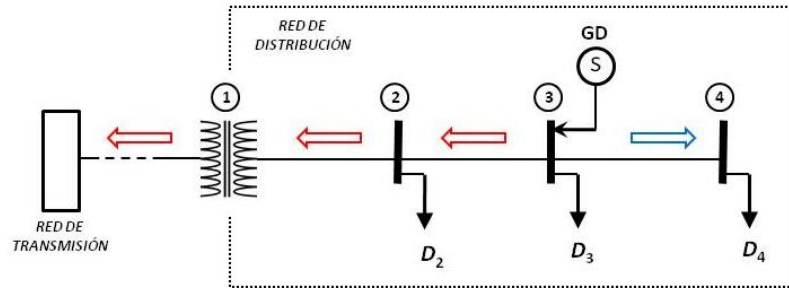


Figura 2.4. Flujos de potencia en red con GD cuyo aporte de potencia supera la demanda.

2.4.3 MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En El Salvador la Ley General de Electricidad establece que existe “*libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución*” (Artículo 2, literal b), a la vez permite a cualquier entidad –excepto ETESAL– realizar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización (Artículo 8), lo cual *abre el camino para la entrada de cualquier número de empresas al mercado de venta de energía desde el esquema de GD*. Esto configura un escenario donde la potencial instalación de GD y el aumento de su participación en el mercado eléctrico cobran importancia. Además plantea la necesidad de un mayor y más profundo conocimiento del impacto de la GD sobre las variables de la red.

Si bien la legislación salvadoreña carece de incentivos para la GD (por ejemplo, para aquella a base de recursos renovables), se establece un procedimiento abreviado para que una persona natural o jurídica obtenga permisos de explotación de energía hidroeléctrica y geotérmica, en el caso de aquellas plantas generadoras con una potencia nominal total inferior a 5MW (LGE, Art. 5). Esto ha permitido que en El Salvador se instalen y operen pequeñas centrales hidroeléctricas.

Por otro lado, el Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización estipula un cargo por interconexión que el operador del generador debe pagar a la distribuidora (Artículo 19), que incluye el costo de los activos necesarios para la interconexión, así como los costos de operación y mantenimiento asociados (SIGET, 2002).

La venta de energía eléctrica que un GD produce se puede hacer de dos formas:

- a. Si el GD no puede participar en el mercado mayorista (potencia nominal menor o igual a cinco megavatios) este vende la energía inyectada en la red a la distribuidora a la que está conectado.

- b. Si el GD puede participar en el mercado mayorista (potencia nominal mayor a cinco megavatios) la venta de energía *puede* realizarla en el mercado mayorista pagando costos de transporte a la distribuidora, aun cuando esa energía se consuma en la red local.

2.5 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

De las diferentes fuentes de energía disponibles algunas son más susceptibles que otras a implementarse dentro de redes de distribución, esto depende de diferentes factores, como pueden ser los costos de las instalaciones de generación (construcción, operación y mantenimiento), los incentivos regulatorios a la GD así como los costos de la energía eléctrica disponible en la red de distribución.

Pueden existir condiciones particulares que motiven a una empresa o individuo a construir o instalar su propia fuente de suministro eléctrico, por ejemplo la investigación científica, la conciencia medioambiental, necesidad de autonomía o independencia de las fluctuaciones en la red, oportunidad económica, etcétera. Ante esta situación existen criterios que permiten hacer análisis comparativos entre las diferentes tecnologías de GD, tales como la capacidad de hacer despacho programado de potencia, seguimiento de las variaciones de la demanda, arranque autónomo, inyección de armónicos y flicker, en ámbitos industriales también es de especial interés la posibilidad de cogeneración. Adicionalmente pueden resultar de importancia los servicios complementarios como regulación de voltaje, regulación de frecuencia o reserva rodante, que abren un mercado más diverso a la GD con capacidades para prestar tales servicios.

Aunque tradicionalmente se ha considerado a la GD como una fuente de energía con una participación minoritaria, lo cierto es que el nivel de participación no define la GD, por lo que un GD por sí solo puede abastecer por completo una red de distribución e incluso inyectar energía a niveles superiores de voltaje, de tal suerte que su presencia no sólo modifica los esquemas convencionales de las redes de distribución, sino que cambia por completo los paradigmas de este tipo de redes de transporte de energía eléctrica de un flujo unidireccional de la energía, invirtiendo la dirección en que fluye la potencia.

Con la finalidad de mostrar el potencial aprovechamiento de distintos recursos para generar electricidad, a continuación se presentan las descripciones de diferentes tecnologías disponibles para la generación de energía eléctrica, consideradas como algunas de las más proclives a operar como GD.

2.5.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La generación de energía solar fotovoltaica está relacionada con el efecto fotoeléctrico (ver Figura 2.5), este consiste en la emisión de electrones en la materia (por ejemplo, un metal sólido), como consecuencia de la absorción de energía presente en la radiación electromagnética de onda corta, por ejemplo de la luz visible o ultravioleta.

En una celda solar, en cambio, se produce lo que se llama *efecto fotovoltaico* (ver Figura 2.6), en ella se disponen dos materiales semiconductores (por ejemplo, silicio) o mezclas de materiales semiconductores en capas, una sobre otra, una enriquecida con electrones y otra empobrecida de electrones (con “huecos” en su estructura molecular), de modo que ambas capas no son eléctricamente neutras. Esto origina un campo eléctrico que permite el desplazamiento de los electrones (origina corriente eléctrica) y -relativamente- de los huecos. Los huecos atraviesan la interfaz entre la capa positiva y negativa, mientras que los electrones son colectados en una malla conductora que conecta a la celda solar con la carga (o una batería), mientras que por otro extremo de la carga (o batería) se conecta a la otra capa de la celda solar, cerrando el circuito eléctrico y permitiendo la circulación de corriente. Al semiconductor enriquecido con electrones se le llama semiconductor tipo n, mientras que se llama semiconductor tipo p al que se empobrece de electrones.

El voltaje producido en una celda solar es muy pequeño, por lo que estas se disponen en arreglos en serie y paralelo de cientos de celdas llamados paneles solares, estos pueden suministrar corrientes superiores a mayores voltajes, lo que significa mayor potencia disponible. Como los procesos ocurren a nivel atómico un panel solar no tiene partes móviles y requiere un mantenimiento mínimo, además la fuente primaria para obtener la energía es gratuita, de modo que los costos de operación de esta tecnología a largo plazo son bajos, sin embargo las inversiones de capital iniciales por kilovatio de potencia instalada pueden ser (actualmente) muy altas en comparación con otras tecnologías.

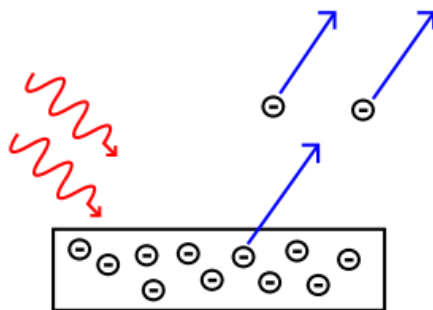


Figura 2.5. Efecto fotoeléctrico que consiste en la liberación de electrones gracias a la energía ganada a un fotón incidente.

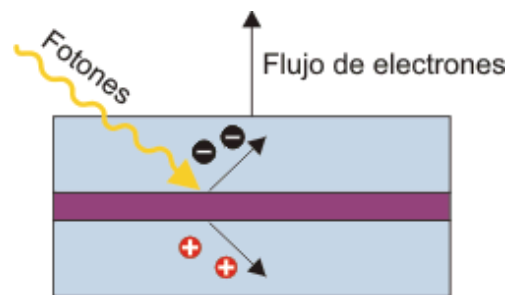


Figura 2.6. Efecto fotovoltaico, donde la luz incidente carga energéticamente un electrón y origina un voltaje entre ánodo y cátodo.

No toda la luz puede aprovecharse para producir electricidad, esto ocurre porque se requieren cantidades discretas de energía para liberar los electrones de valencia del material semiconductor tipo n; como la longitud de onda de la luz visible o luz ultravioleta es una variable continua, parte de la energía del fotón de luz incidente no se puede aprovechar pues resulta insuficiente para liberar un electrón o bien excede la cantidad necesaria y el excedente no alcanza para liberar otro electrón.

La potencia disponible en un panel solar es una variable continua y estocástica, esto se debe no sólo a fenómenos meteorológicos sino que es parte de la naturaleza de intensidad de la radiación solar, debido a la inclinación del eje de rotación del planeta y a la posición de esta en su órbita alrededor del Sol. La intensidad de la luz (que se mide en W/m^2) varía durante el año en prácticamente todos los puntos sobre la superficie terrestre, en tal sentido los paneles solares pueden ubicarse sobre dispositivos de seguimiento solar, optimizando el ángulo de incidencia de la luz, o bien sobre estructuras fijas tal que el ángulo de incidencia promedio a lo largo del día y año sea óptimo. Debido a esto la función de distribución de probabilidad de una instalación solar fotovoltaica varía de acuerdo al emplazamiento y no se puede adoptar un modelo generalizado.

2.5.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Existen diferentes esquemas de construcción de una planta solar térmica, todas tienen en común el uso de reflectores o espejos que redirigen la luz hacia un punto focal donde se encuentra un fluido (que puede ser aceite una sal fundida) con una elevada capacidad de absorción de calor, este calor se usa para producir vapor y generar electricidad usando una turbina de vapor. Se pueden identificar dos categorías de diseño de colectores solares: concentradores lineales (con esquemas tipo *Fresnel* o canales parabólico) y concentradores puntuales (cuyos esquemas pueden ser de torre central o disco parabólico).

A continuación se describen los diferentes esquemas de aprovechamiento de energía solar térmica:

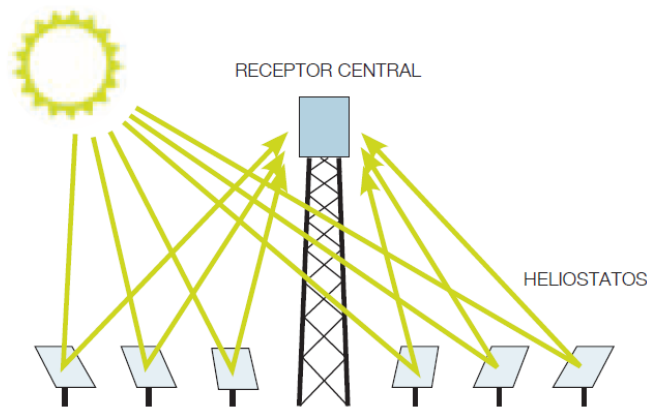
a) Colector de torre central

A una instalación de este tipo se le suele llamar central solar térmica de concentración (ESTC) o torre solar. Consiste en la construcción de un arreglo de múltiples espejos (llamados heliostatos) ordenados de forma que reflejen la luz incidente en punto focal común, en el cual se construye un concentrador o colector de calor donde se halla un fluido (ver Figura 2.7), el cual se hace circular por un mecanismo que aprovecha el calor generado para producir

vapor que es empleado para generar energía eléctrica usando turbinas a vapor convencionales; en este proceso el fluido se enfría y se hace circular nuevamente, completando un ciclo termodinámico. En este tipo de sistema cada espejo realiza un seguimiento individual del Sol.

Entre sus limitaciones está la capacidad de programar la producción, pues al igual que la tecnología solar fotovoltaica la capacidad de generación está restringida a las horas de luz, sin embargo la ETSC puede integrar almacenamiento (en tanques contenedores de sales fundidas) u operar de

forma híbrida con otra tecnología, de manera que pueda predecir el despacho de energía. La ESTC permite alcanzar temperaturas de 400°C a 1000°C y una eficiencia pico al mediodía de 35% (Greenpeace, 2009).

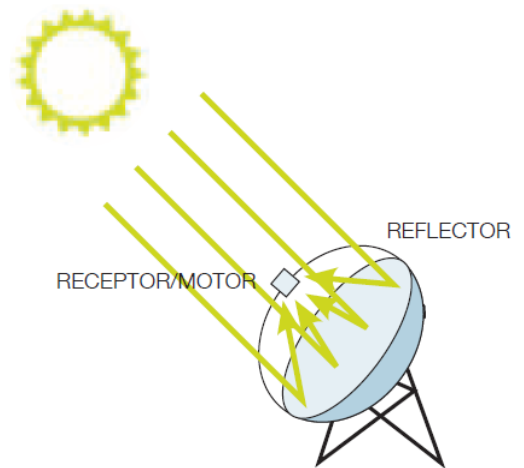


Fuente: Greenpeace

Figura 2.7. Esquema de un esquema de generación solar de torre central.

b) Colector parabólico

Este esquema permite un nivel aceptable de eficiencia en el aprovechamiento de la luz, debido a que se diseña con una superficie reflectante continua que concentra el calor en un área pequeña (ver Figura 2.8). Cuenta con un mecanismo de seguimiento solar que desplaza la estructura en dos ejes a lo largo del día y año, por lo que puede optimizarse el ángulo de incidencia de la luz, alcanza temperatura se hasta 750°C o eficiencia pico de conversión de energía solar del 31.25% (Stirling Energy Systems, 2010).



Fuente: Greenpeace

Figura 2.8. Reflector parabólico.

Debido a su tamaño, este tipo de esquemas de generación es aconsejable para el suministro de energía descentralizada o en instalaciones remotas e independientes. Existen diferentes experiencias de diseño de este tipo de colectores, pudiéndose incorporar un motor Stirling o una turbina de vapor de pequeño tamaño.

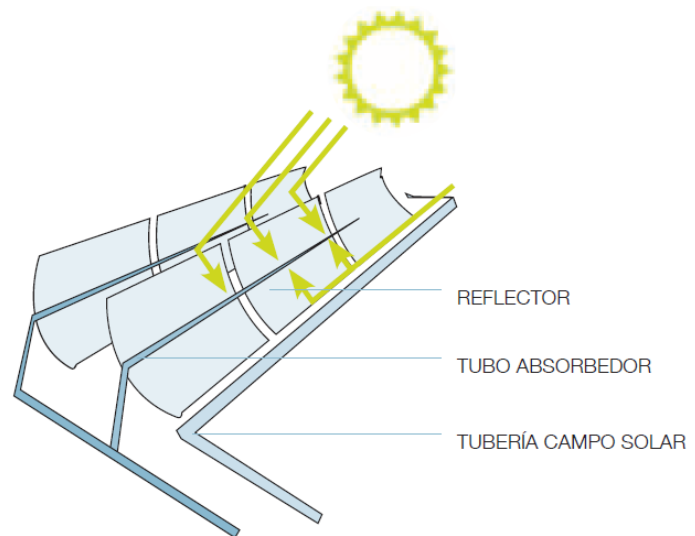
Esta tecnología ya está disponible en el mercado, con capacidades por unidad de varios kilovatios de potencia eléctrica (Stirling Energy Systems, 2010), incluso se presta para generar potencias mayores (megavatios) si se usa a escala.

c) Colector cilíndrico parabólico

En este caso el calor se concentra en tubo ubicado en la línea focal de un canal parabólico (ver Figura 2.9) por el que se hace circular agua o un aceite conductor de calor. Una de las ventajas de este esquema es que requiere menores extensiones de tierra para funcionar que uno de torre central, además puede alcanzar una eficiencia promedio anual de 14% con temperaturas máximas de unos 400°C (Andasol, 2008).

Al igual que el literal (a) y (b), se puede construir una planta mixta (con una tecnología que no depende la radiación solar) y usar tanques de almacenamiento de las sales calientes, con la finalidad de suministrar energía en horas de oscuridad, aunque por tiempo limitado. En comparación con la ESTC de torre central, se presta mejor a las condiciones del terreno, debido a que una planta puede construirse por módulos de canales parabólicos.

Actualmente existen plantas en España (Andasol, Granada) y Estados Unidos (Mojave, California) que usan este tipo de esquema para generar 50MW y 80MW, respectivamente.

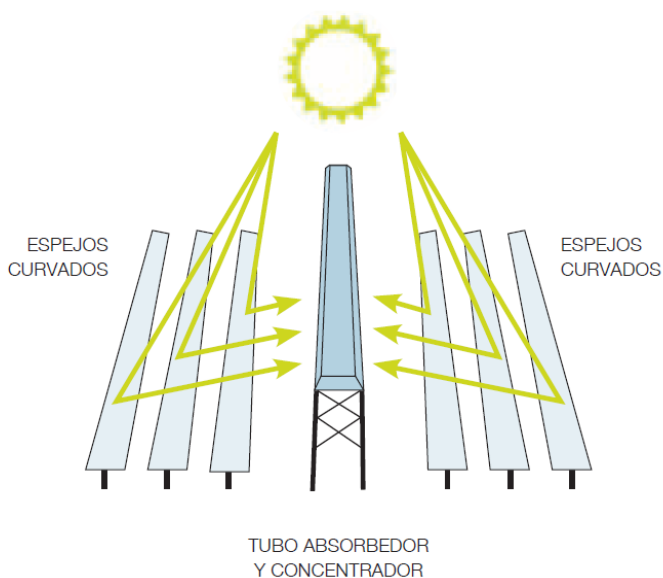


Fuente: Greenpeace

Figura 2.9. Reflector lineal cilíndrico-parabólico.

d) Concentrador lineal de Fresnel.

Funciona con un conjunto de espejos lineales (planos o ligeramente curvados) acoplados mediante un sistema automatizado que les permite seguir el desplazamiento del sol a lo largo del día, de modo que el bloque únicamente cambia la inclinación de los espejos. El concentrador de calor es un tubo lineal paralelo a los espejos (ver Figura 2.10), esto permite alcanzar temperaturas de hasta 500°C y una eficiencia ligeramente menor al esquema de concentrador lineal parabólico.



Un sistema tipo Fresnel posee ventajas con respecto a un sistema de canales parabólicos, por ejemplo tiene las juntas de los fluidos fijas y un diseño de espejos más simple, por lo cual puede considerarse una alternativa de menor coste (Greenpeace, 2009). Actualmente existen plantas de producción en Australia y Estados Unidos (Ausra, 2010).

Fuente: Greenpeace
Figura 2.10. Concentrador lineal de Fresnel.

2.5.3 ENERGÍA EÓLICA

La energía presente en el viento tiene siglos de ser aprovechada por el ser humano, usándose al principio para mover molinos que se usaban para triturar cereales como el trigo y la cebada. Su funcionamiento se basa en aprovechar la acción del viento (el choque de las partículas de aire), que ejerce fuerza sobre un conjunto de aspas oblicuas unidas a un eje común, transfiriendo parte de la energía cinética del viento (fluido) a un eje que se hace rotar.

Hoy en día la energía eólica es una de las fuentes de energía renovable en mayor auge entre las “energías alternativas”, especialmente en Europa, donde diferentes parques eólicos han sido construidos en las últimas décadas, gracias a los incentivos promovidos por las regulaciones gubernamentales, a una mayor

consciencia medioambiental y una reducción en costo en relación con otras tecnologías no renovables.

En la figura 2.8 puede apreciarse el efecto sobre el viento ante la presencia de un aerogenerador en funcionamiento. Para mantener en rotación al aerogenerador el aire en movimiento le aporta energía cinética, con lo que disminuye su velocidad ($V_1 > V_2$), esto crea un túnel de viento en forma de embudo ($S_1 < S_2$).

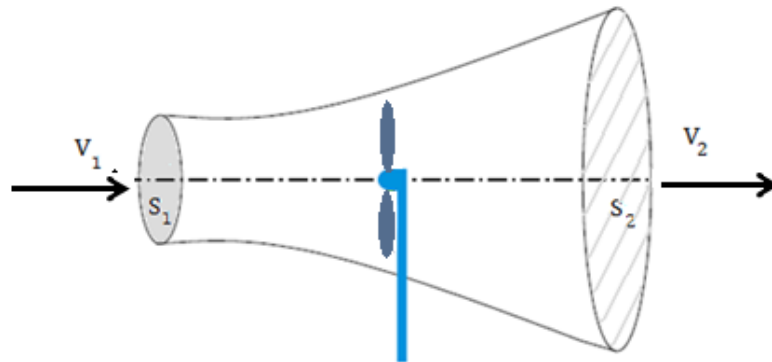


Figura 2.11. Túnel de viento creado por la operación de un aerogenerador.

Existe un límite teórico a la cantidad de energía que se puede extraer del viento con relación a la energía cinética presente es del 59.3% (ley de Betz). Si bien debe tenerse en cuenta que la eficiencia real de un aerogenerador varía en función de la velocidad del viento, teniendo valores promedio típicos superiores al 20% (ADIE, 1999) en operación, aunque pueden trabajar con eficiencias superiores al 40% (valores pico), es decir, cerca del 70% de la energía que se puede obtener del viento.

No todo el viento se puede aprovechar, pues se necesita una velocidad crítica mínima para mover las aspas y poner el aerogenerador a funcionar, esta velocidad varía entre 3 y 5m/s, además ante vientos huracanados o ráfagas extremadamente rápidas, el aerogenerador se detiene para evitar destruirse, a esta velocidad se le llama de “desconexión” y suele ser cercana a los 25m/s. Sin embargo es posible aprovechar estas ráfagas si las aspas, góndola y estructura de soporte están diseñadas para soportarlas. Ya que los aerogeneradores son diseñados para operar con mayor eficiencia en los valores ligeramente superiores a la velocidad media del viento, no resulta necesario explotar los vendavales, sino que resulta suficiente con que los vientos sean sostenidos o recurrentes.

Aunque la energía eólica sólo puede explotarse para generación en gran cantidad en lugares aislados donde el recurso está disponible, en la actualidad se le considera como una fuente importante de energía con un buen grado de participación

en la matriz energética, especialmente en Europa. Suele ocurrir que los corredores de viento se hallan en zonas remotas a los sitios de consumo (costas, zonas montañosas), por lo que el tamaño del proyecto es crítico para justificar una inversión de redes de interconexión con líneas de transmisión, si bien pequeños potenciales pueden ser aprovechados conectando los aerogeneradores a redes de distribución gracias a que estas tienen un alto grado de penetración geográfica.

Aun cuando los aerogeneradores no emiten gases contaminantes y se consideran una fuente de energía renovable, debido a la variabilidad de la velocidad del viento suele combinarse con fuentes convencionales y más confiables, como la energía térmica, por lo que la ganancia en reducción de emisiones se ve disminuida. Los aerogeneradores tienen otros problemas implícitos, como bajadas de tensión capaces de producir apagones, así como reducciones súbitas en la potencia disponible por ráfagas de viento (que provocan la desconexión de los aerogeneradores) que pueden traducirse también caídas de tensión. Además, en los aerogeneradores con rotor de jaula de ardilla las protecciones los desconectan de la red y esto puede ocasionar un efecto en cadena, llevando al sistema a un apagón generalizado.

Si bien el viento es una fuente de energía renovable, los aerogeneradores usados para producir energía tienen impacto desfavorable en el medio ambiente. Por ejemplo, los aerogeneradores pueden atentar contra la fauna silvestre pues se suelen ubicar en zonas o corredores usados por las aves migratorias, por otro lado, a ciertas horas de la mañana y/o de la tarde producen un *efecto estroboscópico* debido a la baja rotación de las aspas, lo cual puede resultar molesto para quienes habitan cerca.

Desde el punto de vista probabilístico, la potencia disponible sigue un patrón similar a la velocidad del viento en cada emplazamiento. Se ha determinado a través de mediciones que la velocidad del viento se puede caracterizar probabilísticamente mediante la función de Weibull, y dado que es posible conocer una relación *aproximada* (a partir de datos de muestreo) entre la potencia de salida y la velocidad del viento en un aerogenerador, resulta razonable el uso de la función de Weibull para caracterizar la potencia de salida de este tipo de máquinas, sin embargo, se deben considerar las velocidades de conexión y desconexión.

En la Figura 2.12 se muestra cómo afecta la velocidad de conexión y desconexión de un aerogenerador la **función de distribución de probabilidad** (PDF) del viento aprovechable. Esta PDF se debe combinar con la curva de potencia (velocidad del viento versus potencia) del aerogenerador en estudio para obtener la PDF de la potencia de salida.

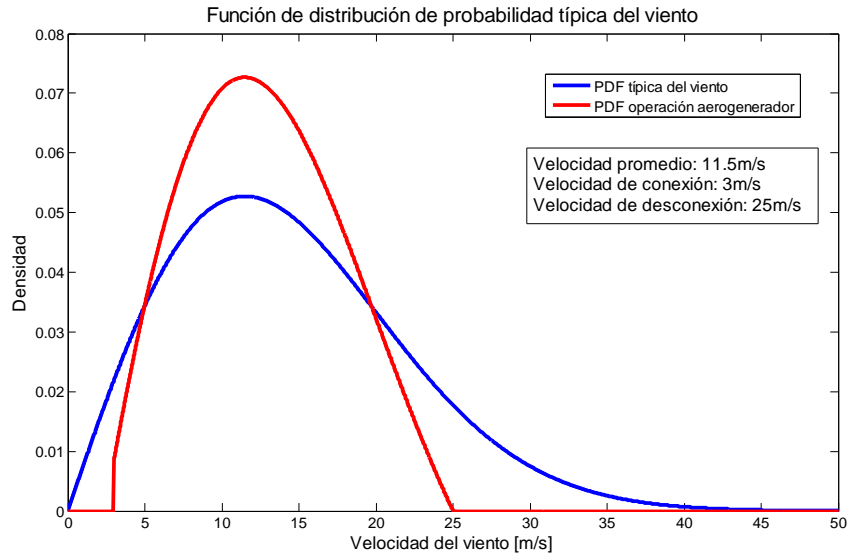
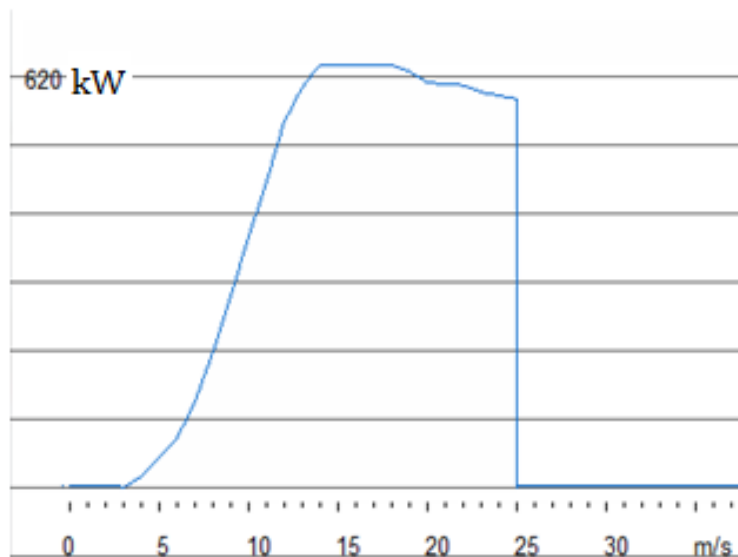


Figura 2.12. Ejemplo de las formas típicas de PDF del viento.

Dado que un parque eólico puede contar con decenas de aerogeneradores, la PDF de la potencia de salida del conjunto se obtiene de la suma de las potencias aportadas por cada equipo generador, para calcular este resultado debe usarse la convolución en caso de no disponer de datos históricos de generación por cada aerogenerador. La figura 2.13 corresponde a la curva de velocidad del viento versus potencia de un generador de 600kW.



Fuente: Asociación Danesa de Industria Eólica.

Figura 2.13. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador

2.5.4 BIOMASA

La biomasa es toda la materia orgánica originada en un proceso biológico. En el sentido del aprovechamiento energético de la materia, biomasa se refiere a las plantas que pueden ser aprovechadas como combustible, ya sea quemándolas directamente para generar calor o procesándolas para extraer biocombustibles, los cuales se pueden emplear para generar electricidad, usarlos en el sector de transporte o para generar calor. En el proceso de generación de energía eléctrica, los biocombustibles se queman para producir calor que es usado para generar vapor, con el cual se mueve una turbina de vapor convencional.

La biomasa puede obtenerse de forma natural, por ejemplo de los bosques, aunque también resulta viable en muchos casos utilizar como biocombustibles los residuos de la actividad humana (ganadería, silvicultura, agrícola, aserraderos, industria agroalimentaria). Debido al auge de esta tecnología, al hecho que se le considera como fuente renovable de energía y a la necesidad de asegurar un suministro de su fuente primaria, también existen plantaciones destinadas a producir biomasa, a estos se les llama cultivos energéticos, para ellos se usan diferentes variedades de plantas de rápido crecimiento y gran contenido energético, como el sauce, álamo o el cardo. Ocurre con algunas otras variedades de plantas que no tienen el contenido energético suficiente sin embargo el aprovechamiento de su biomasa resulta conveniente por lo grandes volúmenes de producción (residuo de algunos cultivos), por lo que se someten a un proceso de gasificación y el producto obtenido se mezcla con algún gas de mayor potencial energético.

La biomasa, a pesar de que genera emisiones de anhídrido carbónico (CO₂), es una fuente de energía renovable porque se obtiene de un recursos que se pueden de *regenerar*, siempre y cuando se produzca a partir de un manejo sustentable de los bosques y plantaciones, así su impacto ambiental es menor que el de los combustibles fósiles al no producir emisiones netas de CO₂ puesto que la cantidad de gas carbónico emitido es la misma que requieren las plantas para regenerarse. Sin embargo, existen ciertos riesgos vinculados, pues los cultivos energéticos pueden convertirse en una amenaza para la seguridad alimentaria, especialmente por una probable sustitución del uso de las tierras, pasando de la producción de alimentos a la obtención de biomasa, particularmente aquella que no es residuo orgánico de la producción de alimentos. En El Salvador existe experiencia en la generación de energía eléctrica a partir del bagazo de la caña de azúcar, de hecho durante la época de zafra la energía producida abastece hasta el 7% de la demanda de energía nacional (Asociación Azucarera de El Salvador, 2010).

Una ventaja de la generación de la energía eléctrica mediante biomasa es que se presta al despacho de potencia, pero los patrones de producción son particulares para cada planta de generación, por lo que no es posible usar un modelo probabilístico estandarizado para cualquier instalación de este género.

2.5.5 MINI-HIDRÁULICA

El concepto de la energía hidráulica aprovecha la energía cinética presente en las corrientes de agua transfiriéndola a un eje en rotación a través de turbinas hidráulicas que accionan generadores eléctricos. En el caso de las plantas mini-hidráulicas las corrientes de agua pueden ser naturales o artificiales, desviando el agua de su curso habitual mediante tuberías. El prefijo “mini” se refiere tanto al tamaño de las turbinas como de la central, lo que está dado por el caudal de agua que se aprovecha y determina la potencia que se puede producir. El tamaño a partir del cual una instalación se considera como *pequeña* es relativo, para el caso se pueden considerar centrales mini-hidráulicas aquellas que no participan del mercado eléctrico mayorista (potencia instalada menor a 5MW).

En El Salvador, debido a sus condiciones climáticas e hidrográficas el aprovechamiento del recurso es limitado, aun así existen a la fecha (2010) cuatro operadores privados con 11 pequeños generadores, con potencias que van desde 200kW hasta 2.8MW que suman una potencia instalada de 13.7MW, los cuales están conectados a las redes de distribución (SIGET, 2009).

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar en base a la fuente del flujo de agua.

1. Centrales de pie de presa.

Se construyen represas para almacenar agua de ríos, lagos, pantanos o bien agua que ha sido bombeada a un embalse, para usarla según la demanda de modo que es posible hacer despacho programado de potencia. La energía eléctrica se obtiene a partir de la energía potencial creada por la diferencia de alturas entre el embalse y las turbinas. Este tipo de proyecto puede tener algunas desventajas, como el impacto social y medioambiental por la inundación de extensas áreas para crear los embalses, los costos de mantenimiento de los embalses, así como el elevado costo de los proyectos, si bien estos factores desfavorables pueden desaparecer en proyectos a escalas pequeñas.

2. Centrales de agua fluyente.

Aprovechan el agua en curso de ríos, por lo que tienen un caudal mínimo de funcionamiento que está determinado por el mínimo técnico de las turbinas. En contraposición con el otro esquema, este sistema puede resultar más económico, con la desventaja de una posible parada en la producción en épocas de sequía.

Una alternativa viable en islas o zonas costeras es la construcción de pequeñas centrales que emplean una combinación de energía eólica e hidroeléctrica. Mientras sopla el viento se bombea agua a embalses en zonas elevadas, esta se mantiene como reserva de energía potencial para aquellos momentos en los cuales la energía del viento es insuficiente para satisfacer la demanda o este no sopla con la suficiente intensidad.

En la Figura 2.14 se muestra la parte hidráulica de una central hidroeléctrica de pie de presa. H_b representa el salto o diferencia de altura entre el embalse y el vertedero de agua, el cual se encuentra a la misma altura que la turbina. Cabe mencionar que la tubería que conduce el agua del embalse hasta la turbina puede tener una longitud y altura considerables, si las condiciones topográficas e hidrográficas lo permiten, mejorando con esto la capacidad de la micro central hidroeléctrica.

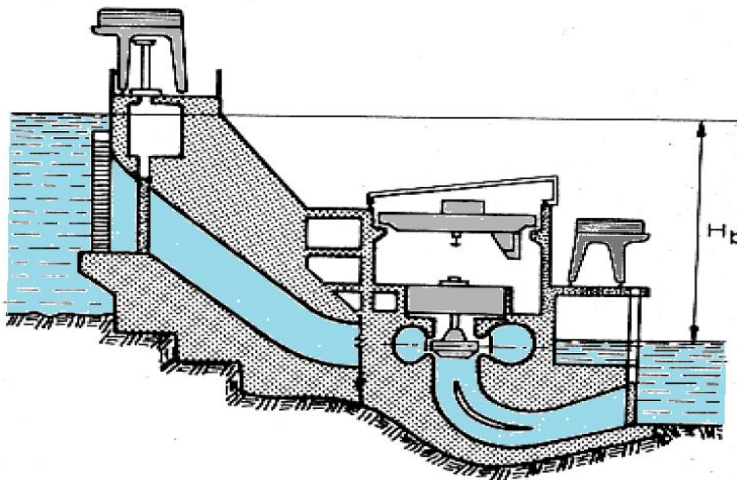


Figura 2.14. Esquema de una central hidroeléctrica de pie de presa.

Este tipo de fuente de energía es de importancia en regiones donde existen corrientes de agua constantes a lo largo del año. En El Salvador existen más de 300 ríos (Almanaque Mundial, 1998), algunos de los cuales se pueden aprovechar para generar energía eléctrica con este tipo de esquemas.

La producción diaria de una central hidroeléctrica se suele modelar como funciones de distribución de probabilidad constantes *por periodos* (Voorpoels, 2004), por lo que en la práctica un modelo probabilístico generalizado resulta como una solución particular para cada instalación al integrar esos periodos de tiempo.

2.5.6 MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

Los motores de combustión interna (MCI) son algunas de las máquinas más usadas para generar energía eléctrica durante la historia. Un MCI funciona con combustibles fósiles, además el calor producido durante la combustión se puede aprovechar para cogeneración², mejorando la eficiencia de este tipo de sistemas.

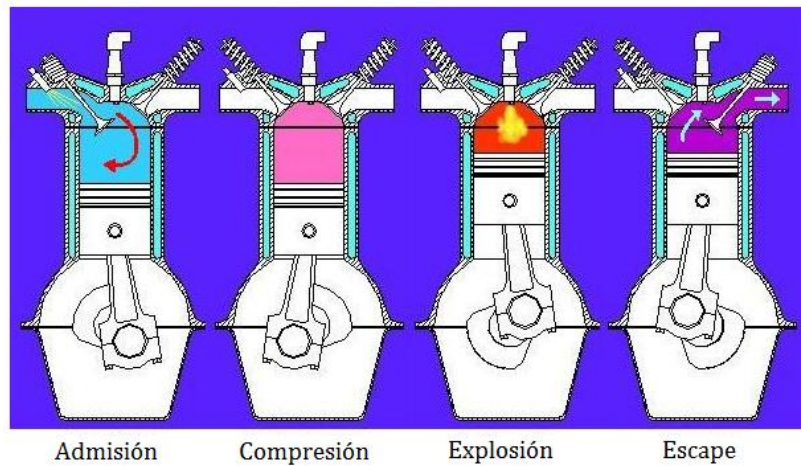
Existen diferentes tipos de motores con características de diseño específicas que permiten mayor o menor rendimiento, sin embargo en aplicaciones de generación eléctrica han prevalecido los motores tipo Otto y Diesel. Los motores tipo Otto usan como combustible una mezcla de aire y gasolina a alta presión, debido al precio de este carburante el uso de los motores Otto en plantas eléctricas ha ido declinando a medida que aumentan los precios de los hidrocarburos, siendo desplazado por los motores diesel que operan con combustibles más pesados y *por lo general* más baratos (fuelóleo y diesel). Ambos tipos de motores han tenido amplio uso en sistemas de respaldo, tales como plantas de emergencia. En el mercado salvadoreño las centrales térmicas que funcionan con motores tienen una participación cercana al 50% de la demanda de potencia (SIGET, 2009), aunque la mayoría no opera como GD, lo que obedece a motivos técnicos (la potencia inyectada por una planta supera la capacidad de cualquier red de distribución) y económicos, a la vez existen generadores operando como GD que participan en el mercado mayorista.

Los MCI tipo Otto y Diesel funcionan en **cuatro tiempos: admisión, compresión, expansión** (o explosión) **y escape**. En los motores Otto, durante la etapa de admisión una mezcla de aire y combustible (con una relación de masas específica entre aire y combustible para cada tipo de carburante) entra mediante una válvula a la cámara de combustión, en la siguiente etapa esta mezcla es comprimida y posteriormente, en la etapa de expansión, es encendida mediante una bujía por lo que comienza a arder y expandirse, empujando el pistón hacia abajo, al final los gases producidos durante la combustión son expulsados por otra válvula hacia una tubería de escape (ver Figura 2.15). La energía mecánica transmitida al pistón se transmite a un cigüeñal, haciendo girar un eje.

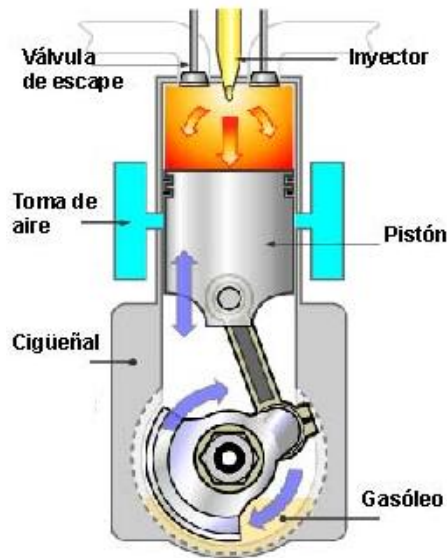
En los motores diesel la combustión ocurre de manera diferente. En la etapa de admisión, el cilindro sólo recibe aire, este es sometido a una gran presión en la etapa de compresión por lo que se eleva su temperatura, entonces se inyecta a una alta presión el combustible, el cual arde espontáneamente al entrar en contacto con el aire caliente, expandiendo el volumen de la mezcla de aire y gas, empujando el pistón hacia

² Cogeneración: Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil para procesos industriales.

abajo, este movimiento es transmitido al cigüeñal. Un esquema de este tipo de motor se puede apreciar en la Figura 2.16.



Fuente: Universidad de Warwick, web: <http://www2.warwick.ac.uk>
 Figura 2.15. Funcionamiento de un motor de combustión interna de cuatro tiempos tipo Otto.



Fuente: <http://motor.terra.es>
 Figura 2.16. Esquema de un motor tipo Diesel.

Entre las ventajas de los MCI se puede destaca su respuesta a cambios bruscos en la demanda, realizar arranque autónomo o incluso arrancar con carga, por lo que su producción se puede trabajar con despacho programado e incluso prestar servicios complementarios. Sin embargo, la principal desventaja que posee es el impacto ambiental producto de los gases de escape, así como los costos de mantenimiento.

2.5.7 TURBINAS DE GAS

Una turbina de gas es una turbo máquina motora que funcionan con combustibles en estado gaseoso, en ella el proceso de combustión es continuo y permite un aprovechamiento tanto de energía cinética como de la energía calorífica generada (cogeneración o bien en un ciclo combinado). No debe confundirse con las

turbinas convencionales o turborreactores, pues existen diferencias de diseño y funcionamiento, además de las aplicaciones de cada tipo de máquina.

Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un **compresor**, un **quemador** (o cámara de combustión) y una **turbina de potencia** (o cámara de expansión). Su operación se basa en el principio del ciclo Brayton, que consiste en quemar una mezcla de aire y combustible en condiciones de presión constante, aprovechando el calor y la presión generadas con las expulsión de los gases producidos, a este gas caliente expelido luego de la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo, tal como hacer funcionar un generador eléctrico. En la figura 2.14 puede verse un esquema de una turbina de gas.

En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, esto implica que aproximadamente dos terceras partes del trabajo producido se usa comprimiendo el aire y/o se convierte en calor, eso deja un tercio disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etcétera. De hecho, turbinas reales tienen valores de eficiencia eléctrica que varían entre 31% y 37% (SIEMENS, 2010), pero debido al potencial de calor generado, pueden implementarse sistemas mixtos donde se usa el gas caliente para generar vapor y mover otra turbina -esta vez de vapor- y aumentar así la eficiencia hasta un 60%.

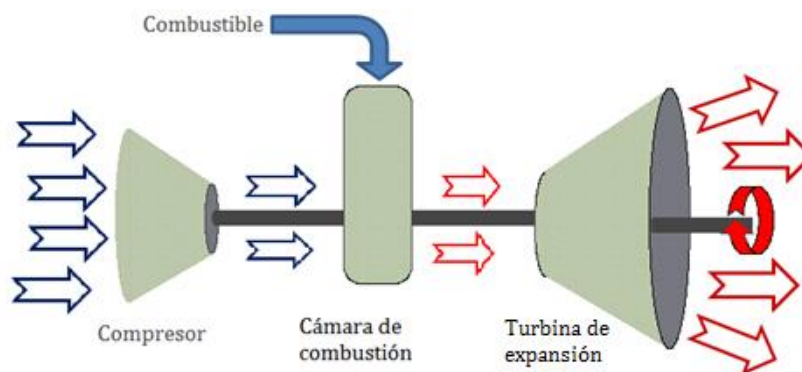


Figura 2.17. Esquema de una turbina de gas.

Para favorecer la combustión en pequeñas turbinas, es posible redirigir parte del calor producido desde la cámara de expansión hacia la cámara de combustión para precalentar el aire. Las turbinas de gas poseen muchas ventajas, por ejemplo: tienen una mejor capacidad para responder a las variaciones de demanda que los motores de combustión interna, pueden hacer despacho programado, prestar servicios complementarios y usarse en esquemas de cogeneración o ciclos combinados, además de ser capaces de realizar arranque autónomo o arranque con carga.

2.5.8 PILAS DE COMBUSTIBLE

Son una de las fuentes de energía química renovable que se está considerando en la actualidad como una alternativa para la generación eléctrica, además se le considera amigable con el medio ambiente porque emplea como combustibles aire e hidrógeno, produciendo agua como residuo, aunque algunos de los desarrollos recientes también usan derivados del petróleo o gas natural como fuente primaria, los cuales producen bióxido de carbono, por lo que su impacto medioambiental es menos favorable.

El principio de funcionamiento es similar al de una batería, pero a diferencia de la batería en la cual los reactivos utilizados se desechan una vez que se usa la energía eléctrica, en una pila de combustible los reactivos se hacen fluir realizando un reabastecimiento continuo. La unidad básica de una pila de combustible es la celda de combustible, de hecho una pila puede estar conformada por arreglos de cientos de celdas, debido a que el voltaje producido en cada celda suele ser muy pequeño (alrededor de 1.2V en circuito abierto). Cada celda está formada por dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por una membrana hecha de un electrolito.

La electricidad se produce al originarse reacciones de oxidación y reducción que ocurren en la celda. Por un lado, se hace fluir hidrógeno (H_2) hacia el ánodo de la celda mientras del lado del cátodo entra oxígeno (O_2); en el ánodo un catalizador facilita la disociación de los electrones y protones, los protones de hidrógeno resultantes atraviesan la membrana (electrolito) mientras los electrones son dirigidos hacia el cátodo mediante un material conductor, en el cátodo con los nuevos protones y electrones se forman enlaces que producen agua (H_2O), obteniendo calor como subproducto. En este proceso se agotan tanto el hidrógeno como el oxígeno, por lo que es necesario suministrar más reactivos para mantener la reacción química continuamente y por ende la circulación de corriente.

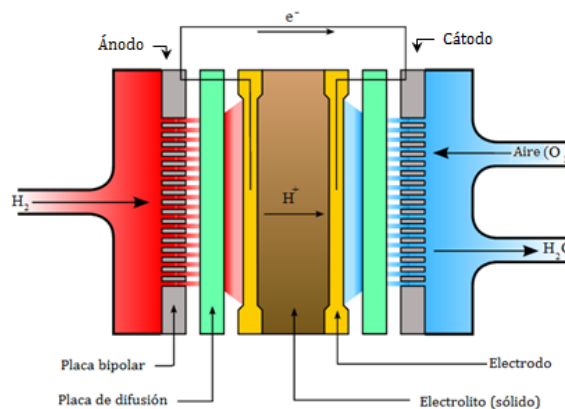


Figura 2.18. Esquema de funcionamiento de una celda de combustible.

El mecanismo de regulación de la potencia disponible es la presión con la que se suministra el combustible, a mayor presión aumenta la velocidad del flujo y la cantidad de reacciones químicas, consecuentemente incrementa la temperatura de operación de la pila.

A causa del alto coste energético de la obtención de hidrógeno puro a partir del agua, resulta poco rentable usarla como fuente de combustible en celdas para aplicaciones de generación eléctrica, por lo que emplean hidrocarburos como gas natural o metano para obtenerlo. Además, estas celdas tienen el potencial de funcionar de forma regenerativa, separando los átomos de hidrógeno y oxígeno del agua que se obtienen, aunque este proceso sólo se puede hacer usando energía de una fuente externa.

Los parámetros técnicos más importantes a la hora de comparar diferentes celdas de combustible son el electrolito usado, el combustible que emplean, al catalizador, el rango de temperatura de operación y otros factores que a la vez inciden en las aplicaciones posibles de cada tipo de celda. Los tipos de celdas de combustible se clasifican en base a su electrolito, en la actualidad las más usadas son las siguientes:

- *Alkaline Fuel Cells (AFC)*: Celdas de combustible alcalinas, son las que usan oxígeno e hidrógeno puros.
- *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells (PEMFC)*: Celdas de combustible de electrolito polimérico.
- *Direct Methanol Fuel Cells (DMFC)*: Celdas de combustible de metanol directo.
- *Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFC)*: Celdas de combustible de ácido fosfórico.
- *Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC)*: Celdas de combustible de carbonato fluido.
- *Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)*: Celdas de combustible de óxido sólido.

Para mayores detalles sobre las características y un análisis comparativo, ver la tabla A1 en el Anexo A.

Actualmente aun existen muchas limitantes y retos tecnológicos por superar para volver atractivo el uso de las celdas de combustible para generar energía eléctrica, tales como el costo inicial, el tamaño de los sistemas, la durabilidad y el aprovechamiento del calor generado. Algunos sistemas funcionan temperaturas relativamente bajas (PEMFC y AFC), por lo que el potencial de cogeneración o ciclo combinado es bajo, sin embargo algunas otras (SOFC, MCFC y PAFC) tienen temperaturas de operación tales que permiten alcanzar niveles de eficiencia en ciclo combinado superiores al 80% (Departamento de Energía de EEUU, 2009), la mayoría de ellas no tiene un arranque rápido (excepto las de tipo PEMFC) por lo que no pueden utilizarse para arranque con carga.

2.6 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS VARIABLES DE LA RED

En una red de distribución las direcciones de los flujos de potencia suelen ser unidireccionales, es decir, fluyen desde la fuente (transformador de AT/MT) hasta los puntos de consumo. Sin embargo, la inyección de potencia activa y/o reactiva modifica los flujos de potencia. La presencia de condensadores, por ejemplo, equivale a inyectar potencia reactiva a la red, esto modifica el perfil de voltaje y por consiguiente cambia los flujos de potencia; al ser la demanda instantánea presente en la red independiente de la potencia inyectada por la GD, un mismo valor de demanda puede coincidir con distintos valores de GD, variando el valor de las pérdidas.

En los países desarrollados la GD está cobrando cada vez mayor protagonismo en la redes, por lo que se ha puesto especial interés sobre el impacto de la GD en cada una de las variables de la red. Esto sucede debido a que algunas tecnologías pueden distorsionar la señal de voltaje y corriente, por ejemplo introduciendo **armónicos** al sistema, alterando la **regulación de voltaje** en estado estable, introduciendo **flicker**, generando **desbalance de voltajes** así como **transitorios de voltaje** (EPRI, 2000).

En general, la presencia de GD puede tener un impacto sobre todas las variables del sistema, por ello surge el interés en conocer tanto el lado favorable como desfavorable de su presencia y ante esta situación aprovechar las posibles ventajas o minimizar los nuevos riesgos.

Aun cuando en una red eléctrica la generación sigue el mismo comportamiento que la demanda, existe una diferencia entre ellas que se origina en las diferentes formas como se puede configurar el consumo dentro de la red, así pues no causa la misma cantidad de pérdidas una demanda de 1MW cerca del punto de interconexión con la red de transmisión, comparado con 1MW en el nodo más lejano; **diferentes cantidades de potencia y energía se pierden en el proceso de transportar la energía mayores distancias**. Al estar la GD más cerca de los puntos de consumo el valor de las pérdidas puede reducirse en algunos escenarios, si los nodos desde los que se inyecta potencia están estratégicamente ubicados dentro de la red.

2.7 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En un análisis probabilista del comportamiento de una magnitud variable (voltaje, flujos de potencia, pérdidas, etcétera) en una red de distribución, además de la estructura y características técnicas de la red, es fundamental conocer las

distribuciones de probabilidad empíricas de la demanda y generación de potencia presentes (a partir de muestras tomadas durante razonables periodos de tiempo) en cada uno de los nodos.

Cada una de las tecnologías de generación distribuida tiene diferentes comportamientos, así pues cada tipo de generador posee curvas de probabilidad de operación (por fallas, mantenimiento y disponibilidad de la fuente primaria) particulares. Por ejemplo, en el caso de una planta solar los valores de generación pueden ser muy dispersos y el tiempo de operación bajo; en cambio una planta que usa turbinas de gas el tiempo disponibilidad es alto y la generación se puede mantener casi constante. La potencia suministrada por una planta solar fotovoltaica, a su vez, se comporta como una variable continua aleatoria que se ve afectada por factores meteorológicos, por lo que aunque la radiación solar extraterrestre siga un patrón conocido y predecible, no se comporta de la misma manera sobre la superficie terrestre. Con la excepción de la energía eólica, no existen modelos de probabilidad para la potencia de las otras tecnologías de GD.

En tanto que un GD individual no esté restringido en su producción, especialmente si se considera que no tiene la obligación de hacer despacho programado, pues cada operador puede inyectar a la red en base a sus necesidades (en el caso de inyectar excedentes de energía) y a la disponibilidad de materias primas (esto para los operadores no regulados, es decir, aquellos que no participan en el mercado de contratos), al no tener una producción predecible, no es posible adoptar en base a la tecnología un modelo de probabilidad determinado o conocido.

Las distribuciones de probabilidad empíricas se construyen en base a datos obtenidos de muestreo por largos periodos. Existe una correlación o proporcionalidad entre la demanda y generación (Allan *et al*, 1984), y la demanda total de una red varía a lo largo del día, por lo que **es posible crear diferentes modelos particulares para cada hora o franjas horarias** (punta, resto y valle), si bien modelos de este tipo proporcionan *resultados con restricciones* tales que no permiten apreciar el rango máximo de la variable de interés, por esta razón contemplar un solo modelo de probabilidad para la generación y la demanda en cada nodo de la red, independiente del tiempo, resulta más ventajoso.

Ante la incógnita de las funciones de probabilidad de sistemas reales, cabe mencionar que los algoritmos que se presentarán como métodos de análisis del impacto de la GD sobre las pérdidas en las redes de distribución no tienen limitantes en cuanto a los modelos de probabilidad ni se basan únicamente en supuestos o postulados matemáticos, por lo que el conocimiento de la forma de la PDF, aunque determina la forma de la PDF de los resultados, no es relevante de antemano.

2.8 CONCLUSIONES

Con el calentamiento global generado por el crecimiento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, el uso de algunas tecnologías de energía renovable se volverá cada vez más común. Muchos de los emplazamientos donde estos recursos pueden ser aprovechados están dispersos, por lo que el nivel de penetración de la GD irá creciendo a medida que aumente el número de pequeñas centrales generadoras que aprovechen el potencial de cada uno de los recursos disponibles, de tal suerte que conocer el efecto que la presencia de la GD tendrá sobre las variables de la red, especialmente aquellas cuyo impacto económico sea directo y predecible, resulta de sumo interés para las empresas dedicadas a la distribución de energía eléctrica así como para las instituciones reguladores, en tanto que este conocimiento puede ser aprovechado en el marco de una política energética.

Existen distintas tecnologías de generación que pueden ser implementadas y conectadas a una red de distribución, habiendo variaciones en el comportamiento probabilístico de una tecnología a otra, así como dentro de una misma tecnología con distintas características o usada en diferentes emplazamientos; ante esta situación usar distribuciones de probabilidad particulares no es conveniente puesto que no se puede asumir que toda instalación del mismo tipo se comporte de la misma manera.

3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describirán las técnicas de análisis matemático usadas para calcular el estado de las variables de una red de distribución, entre estas las pérdidas de potencia. Para poder emplear y entender estas herramientas matemáticas es necesario un conocimiento previo de técnicas de análisis de circuitos, modelos de líneas de transmisión y resolución de sistemas de ecuaciones usando matrices.

Las técnicas usadas para resolver los sistemas de ecuaciones que involucran potencias y voltajes nodales con los flujos de potencia en las ramas, son métodos numéricos iterativos aplicables a redes de distribución en función de sus características; para este trabajo de graduación se han implementado Newton-Raphson y el método de flujos radiales.

El resultado de una simulación de un escenario de carga en una red dada constituye una solución determinista del problema, en tanto que cada una de las variables se encuentra fija en un valor conocido. Esta es la herramienta que está a la base de la solución probabilista puesto que permite conocer los valores exactos de las variables de interés tales como los flujos de potencia, los voltajes, las corrientes y las pérdidas.

3.2 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE REDES EN ESTADO ESTABLE

Una red en estado estable se refiere a aquella que opera bajo condiciones de régimen permanente, transportando potencia eléctrica a través de corriente alterna de frecuencia y voltaje eficaz estables (es decir, con mínimas variaciones), además se encuentra en condiciones tales que las variables independientes -demanda y generación- se mantienen constantes durante el análisis.

Las variables dependientes son las corrientes, voltajes y flujos de potencia y la herramienta básica de estudio para calcularlas es el análisis de flujos de carga, comúnmente llamada flujo de carga o flujo de potencia. Esto significa que un flujo de carga determinista es cómo una *fotografía* en donde se retratan las condiciones de las variables del sistema durante un instante.

En una red las variables están cambiando continuamente, tanto la demanda como la GD cambian y con ellas los voltajes nodales, las corrientes, etcétera; es por

ello que el resultado de un flujo de carga sirve únicamente para unas condiciones específicas, de tal forma de si varía la demanda en un nodo esto puede afectar en mayor, menor o ninguna medida las variables dependientes, las cuales son más o menos susceptibles a estos cambios dependiendo de cómo la red está configurada. Es decir, un cambio de la demanda -o la generación- de un nodo produce un impacto distinto dependiendo del nodo donde ocurra.

Para poder realizar el análisis es necesario conocer el modelo monofásico de la línea de transmisión, este se muestra en la Figura 3.1:

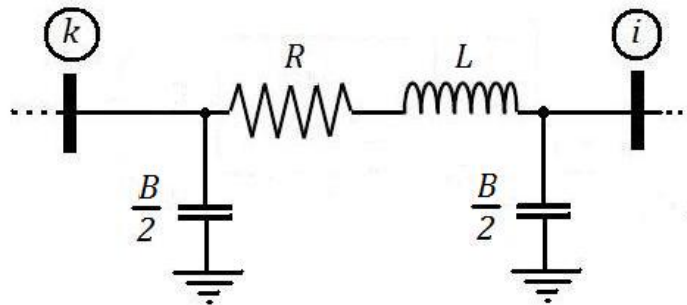


Figura 3.1. Modelo de una línea de transmisión.

R : Resistencia de la línea de transmisión.

L : Inductancia de la línea de transmisión.

B : Susceptancia de la línea de transmisión, se divide en dos partes iguales ($B/2$) conectadas una a cada extremo de la rama.

El modelo puede variar en función de la precisión requerida, por ejemplo, en el caso de las redes de distribución no siempre es necesario tomar en cuenta la susceptancia, esta puede despreciarse pues tiene un efecto mínimo en líneas cortas. Sin embargo, no debe pasarse por alto que la presencia de la susceptancia origina corrientes en ausencia de demanda en la red, lo cual causa pérdidas de potencia, a esto se suman pérdidas adicionales como las que ocurren en los transformadores debidas a las corrientes de magnetización.

Si un nodo representa un transformador, debe tomarse en cuenta que las pérdidas internas de este no se cuantifican cuando el análisis es en media tensión. Para cuantificarlo el flujo de carga debe incluir un modelo del transformador que incluya las pérdidas de magnetización y las pérdidas térmicas de este. Si no se usa un modelo, puede emplearse un porcentaje de pérdidas fijo.

3.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Aunque hay diferentes técnicas matemáticas para resolver el problema de flujo de carga, no todas son aplicables a redes de distribución, lo cual obedece a sus características particulares, una de las cuales es la relación entre reactancia y resistencia de las ramas.

Entre los métodos matemáticos para resolver el problema del flujo de carga aplicables a redes de distribución están:

- Newton-Raphson
- Gauss-Seidel
- Radial

A la hora de escoger un método apropiado para resolver problemas en grandes redes (de cientos o miles de nodos), se deben tomar en cuenta tres factores: rapidez de convergencia, requerimientos de memoria y exactitud. Considerando estos factores, para el presente estudio se implementaron tanto el método radial como el método de Newton-Raphson.

3.4 DATOS E INCÓGNITAS

Además del método de resolución, para poder realizar el análisis de flujo de carga es necesario conocer cierta información de la red:

- **Configuración y datos técnicos de la red:** incluye toda la topología como la red está estructurada, indicando los nodos de inicio y fin de cada rama, la ubicación transformadores, generadores, condensadores, reconectores (*reclosers*), fases, configuración, calibre y número de conductores en cada tramo.
- **Condiciones de carga en cada nodo:** Se debe indicar el valor de la potencia activa con su respectivo factor de potencia o la potencia reactiva demanda en cada nodo.
- **Condiciones de generación en cada nodo:** Debe proporcionarse los valores de generación en cada nodo. Si el nodo es de *voltaje controlado*, se indica la potencia activa inyectada a la red y el voltaje, si el nodo es de GD sin capacidad de fijar voltaje, se indica la potencia activa y reactiva.

La configuración de la red se considera como estática, de este modo las únicas variables reales son las condiciones de carga y la correspondiente generación. La

demanda menos la generación en cada nodo proporciona la **demanda neta** o demanda real para la red, esta misma puede variar de acuerdo a las condiciones de generación o de carga.

El problema del flujo de carga o flujo de potencia no sólo consiste en calcular las potencias que se transportan en cada una de las ramas de una red dada, sino cada una de las variables de la red: voltaje nodal con su respectivo desfase, corrientes de rama, así como las pérdidas por rama y pérdidas totales de potencia activa.

Los parámetros usados para conocer las variables dependientes son los valores de las *potencias demandadas* en cada nodo, la *potencia activa generada en todos los nodos menos uno* (llamado nodo de referencia) y la magnitud del *voltaje en cada nodo donde haya conectado un generador con capacidad de regulación de voltaje*, este es un tipo particular de nodo en donde se define una potencia activa suministrada y un voltaje estable que es mantenido por el generador a través del control de la potencia reactiva que inyecta o demanda de la red.

Con base en estos parámetros una barra o nodo se clasifica en una de tres categorías de acuerdo a las variables conocidas, esto se resume en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1. Variables involucradas en un flujo de potencia.

TIPO DE NODO	DATOS	INCÓGNITAS
Referencia, oscilante, de compensación(<i>slack</i>)	Voltaje (V) Desfase angular (δ)	P Q
De demanda (PQ)	Potencia activa demandada (P_D) Potencia reactiva demandada (Q_D)	V δ
De generación (PV)	Potencia activa generada (P_G) Voltaje nodal (V)	Q δ

P : Flujo de potencia *activa* neta saliente al nodo.

Q : Flujo de potencia *reactiva* neta saliente del nodo.

El **nodo de referencia** es aquel donde se encuentra el transformador AT/MT, es decir el punto de interconexión entre la red de transmisión y la red de distribución, que es el que tiene capacidad de inyectar la potencia neta demandada en toda la red o bien absorber los excedentes que en esta se producen.

Los **nodos PQ** son todos aquellos de demanda, en los cuales se especifica la potencia activa y reactiva consumida, en esta barra no exista capacidad de controlar el voltaje pues queda determinado por sus propias condiciones de carga y las del resto de la red.

Un **nodo PV** es aquel donde hay un generador con capacidad de controlar el voltaje (de su barra), por lo que únicamente se especifica la potencia activa generada y la potencia reactiva es la que permite mantener el voltaje indicado. En este estudio *se asumirá que los GD no tienen la capacidad de controlar el voltaje de su nodo*, por lo que *se tratará como nodo PQ*, donde el valor de potencia (activa y reactiva) aportada por el generador distribuido se resta de la demanda. Esto se define así por varias razones, entre las que se pueden enunciar:

- La **GD opera de forma no regulada**, por lo que no está obligada a mantener las condiciones de voltaje estáticas, de modo que su inyección de potencia está dada por la disponibilidad de su fuente primaria y el interés económico del operador.
- **Muchos generadores distribuidos no tienen la capacidad técnica para inyectar la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje estable** en su barra, pues esta forma parte de una red de grandes dimensiones
- **La tecnología de GD puede no tener la capacidad de seguir la variación de la demanda** y por lo tanto compensar los cambios en el voltaje a manera de mantenerlo estable en su nodo.

Debe tenerse en cuenta que existe una correlación entre la magnitud del voltaje nodal y los flujos de potencia reactiva, así como entre el ángulo del voltaje nodal y los flujos de potencia activa. Así pues, se requiere controlar la potencia reactiva para mantener el voltaje estable en el nodo donde hay un generador. En cambio, el efecto de una variación en el voltaje tiene un mínimo efecto sobre los flujos de potencia activa, así mismo la variación del flujo de potencia reactiva tiene poco impacto en los desfases angulares de los voltajes nodales.

Una vez resuelto el sistema de ecuaciones del flujo de carga (ver Anexo B) por cualquier método numérico, las pérdidas de potencia se pueden calcular sumando las diferencias entre los flujos de potencia entrantes y salientes de una rama, o bien sumando los productos del cuadrado de la corriente por la resistencia de la rama; por ejemplo, si R_m es el número de ramas en la red e I_r la corriente de rama, entonces:

$$L = \sum_{r=1}^{R_m} I_r * (I_r^*) * R_r \quad (3.1)$$

En los siguientes apartados se presenta una descripción general de los métodos matemáticos usados en este trabajo de graduación para resolver el problema del flujo

de carga, los cuales se seleccionaron en base a su exactitud (Newton-Raphson) y rapidez (radial).

3.5 SOLUCION DE FLUJO DE CARGA CON EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

El método de Newton-Raphson (NR) posee entre sus ventajas una buena velocidad de convergencia en redes pequeñas y medianas, así también produce resultados con gran exactitud. Por otro lado, los requerimientos de memoria para el manejo de variables puede ser una limitante, además el tiempo de convergencia aumenta exponencialmente con el tamaño de la red, por lo que en redes de distribución puede volverse lento, también existe la posibilidad que algunos casos no llegue a converger por errores en tiempo de ejecución producidos por matrices singulares. Debido a complejidad matemática que implica, su implementación resulta factible en lenguajes de alto nivel orientados a matrices.

Aun con sus contras, esta técnica resulta ser bastante confiable y sus resultados se pueden tomar como referencia para comparar los resultados obtenidos con métodos menos exactos. En la figura 3.2 se muestra el modelo de línea de transmisión usado en el análisis mediante el método de Newton-Raphson.

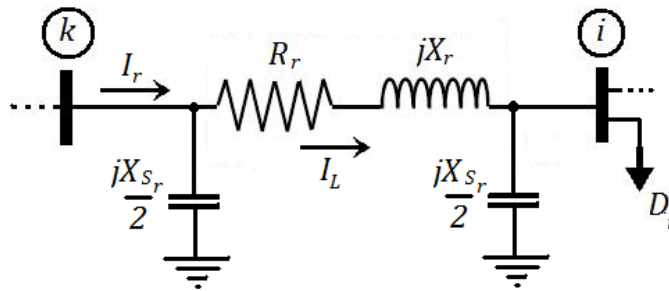


Figura 3.2. Diagrama de circuito monofásico equivalente de línea de transmisión.

Newton-Raphson es una técnica bastante explorada y usada en la literatura de sistemas de potencia eléctrica, el lector puede consultar el Anexo B.1 de este documento para los detalles del proceso matemático.

3.6 SOLUCION DE FLUJO DE CARGA CON EL MÉTODO RADIAL

Comparado con Newton-Raphson, el método radial resulta más sencillo tanto en su formulación matemática como en su implementación en cualquier lenguaje computacional de alto nivel. Además, el método radial resulta ser sumamente eficiente en el uso de memoria y muy rápido, además está formulado para redes radiales, por lo que su utilización para analizar redes de distribución produce resultados con márgenes de error razonablemente pequeños.

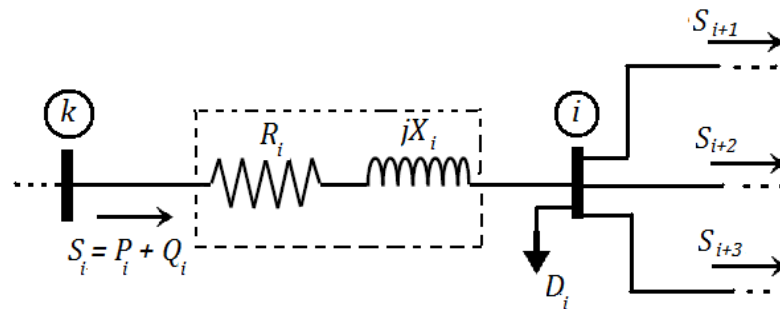


Figura 3.3. Circuito monofásico simplificado de línea de transmisión.

En el método radial se usa un modelo simplificado de una línea de transmisión, en el que se desprecia el efecto de la susceptancia, debido a que está orientado a redes de distribución y en este tipo de redes esa variable tiene poco efecto sobre los resultados. Esto se puede observar en la Figura 3.3, donde se muestra el modelo de circuito eléctrico utilizado para el flujo de potencia e una rama de una red de distribución.

Consulte el Anexo B.2 para los detalles matemáticos y procedimentales del método radial.

3.7 CONCLUSIONES

Tanto el método de Newton-Raphson como el método radial permiten conocer con exactitud los valores de cualquier variable de una red de distribución, entre ellas las pérdidas de potencia.

Newton-Raphson tiene la fortaleza de producir resultados más exactos que el radial, pero con un mayor costo en tiempo de ejecución y puede resultar poco atractivo emplearlo para realizar un gran conjunto de simulaciones.

El método radial resulta idóneo para las redes de distribución, puesto que además de estar optimizado para su topología es rápido aun en redes grandes.

4. MÉTODOS PROBABILISTAS DE FLUJO DE CARGA

4.1 INTRODUCCIÓN

El problema de caracterizar las pérdidas considerando las variaciones en generación y la demanda dentro de una red se complica en redes de distribución pues, como se explicó en el capítulo anterior, una solución determinista resulta útil únicamente en un punto.

El análisis de flujo de carga probabilista permite obtener la PDF de la variable deseada, usando PDF de las variables independientes, es decir, de la demanda y la generación en cada nodo. Esto proporciona una visión más amplia del comportamiento de las pérdidas de lo que se puede obtener de la ejecución de un simple flujo de carga determinista, pudiéndose conocer los valores mínimos, máximos, media aritmética, mediana y desviación estándar. Incluso se pueden realizar análisis predictivos basados en probabilidades, ya que no sólo son de interés los valores que toman las variables sino también sus probabilidades de ocurrencia.

En este capítulo se detalla cómo aplicar la técnica de Monte Carlo para describir el comportamiento de las pérdidas. Esta técnica se puede implementar usando cualquiera de los métodos numéricos para resolver flujos de carga, o bien se puede combinar con métodos probabilista *linealizados*, puesto que un método probabilista únicamente reemplaza el modelo determinista que Monte Carlo toma de base y no sólo permite conocer funciones de probabilidad de las variables, sino también valores puntuales.

4.2 ANTECEDENTES

El análisis de flujo de carga probabilista surgió en principio como una necesidad de realizar de manera eficiente una serie de análisis cuantitativos que permitieran conocer el comportamiento probabilístico de diferentes variables de las redes eléctricas.

El flujo de carga probabilista fue propuesto inicialmente por B. Borkowska (Borkowska, 1974) y más tarde R. N. Allan (Allan *et al*, 1976) aportó diferentes técnicas matemáticas para resolverlo. La principal característica de las diferentes técnicas de **flujo de carga probabilista** (FDCP) es que utilizan funciones de distribución de probabilidad en lugar de usar valores puntuales como variables independientes, por lo que producen resultados descriptivamente mejores que un

flujo de carga determinista. En otras palabras, *la ejecución de un flujo de carga determinista permite conocer el estado de las pérdidas dado un conjunto de variables de entrada, pero un análisis de variables mediante el FDCP permite conocer su comportamiento.*

En la práctica, los métodos de FDCP se han enfocado en la construcción de algoritmos para simplificar el proceso de flujo de carga determinista y, de esta manera, reducir la carga de procesamiento computacional con el propósito de esbozar la PDF de una variable cualquiera en tiempos razonablemente cortos.

En general un método probabilista de flujo de carga se puede definir como una gran cantidad de soluciones deterministas (Leite da Silva *et al*, 1980), a las que se puede llegar de forma analítica, aplicando la técnica de la convolución para obtener las PDF de salida o numéricamente, mediante la técnica de Monte Carlo. ***El resultado de un análisis probabilista es una curva de densidad de probabilidad*** (PDF). Para producir las PDF deseadas, las ecuaciones de flujo de carga son “linealizadas” alrededor del valor esperado (un intervalo de confianza); a medida que los datos (PDF de demanda y generación) son más dispersos y se alejan del punto de linealización, las curvas de probabilidad obtenidas se vuelven menos exactas.

En el siguiente apartado se describen algunos de los métodos desarrollados hasta ahora para resolver el problema de FDCP.

4.3 REVISIÓN DE MÉTODOS PROBABILISTAS

Diferentes estrategias se han usado para afrontar el problema de un FDCP buscando solventar el inconveniente de la no linealidad de las ecuaciones que caracterizan a las redes. Una de las técnicas más recurrentes es realizar simplificaciones en las ecuaciones a fin de volverlas lineales, pero mantener esta propiedad implica restringir el dominio de algunas variables y por tanto la exactitud en los resultados. Este proceso de *linealización* tiene diferentes propósitos, entre los que está elaborar algoritmos computacionales rápidos y hacer transparentes los resultados, pero la principal ganancia está en escribir una ecuación que permita ***calcular la variable dependiente como resultado de una suma ponderada de diferentes variables independientes***, lo que faculta *en algunos casos* la aplicación de la *convolución* para determinar la PDF de la variable de salida.

La convolución puede aplicarse para determinar la PDF de la suma de dos o más variables aleatorias independientes, si bien en la práctica puede existir una correlación lineal entre diferentes variables. Independientemente de ello, esta

asunción es necesaria en un abordaje analítico que busque obtener las distribuciones de probabilidad directamente, sin construir la PDF del resultado sino obteniéndola a partir de operaciones matemáticas.

Por un lado se desarrollan ecuaciones para obtener las magnitudes físicas (voltajes, potencias, etcétera) y por otro técnicas para hallar las probabilidades asociadas a los resultados de las operaciones de dichas ecuaciones. Si se pretende aplicar la convolución para determinar las probabilidades, se manipulan las ecuaciones del flujo de carga de forma que el valor buscado se pueda obtener como resultado de sumas de las variables independientes, o multiplicándolas por constantes. Una manera de aplicar esta técnica es usando un modelo de corriente continua, en donde se desarrolla una “matriz de sensibilidad” que relaciona directamente las potencias de rama con las potencias de nodo, lo que permite construir algoritmos muy eficientes (Allan *et al*, 1981). Sin embargo, muchas de las técnicas desarrollados siguen tomando de base las ecuaciones convencionales (las usados en Newton-Raphson), las cuales simplifican hasta escribirlas a base únicamente de sumas y restas.

Aun cuando algunos de los métodos de linealización de las ecuaciones agregan incertidumbre a los resultados, esto no es grave *siempre y cuando no cambie la forma de la curva producida*, la cual puede llegar a estar ligeramente desplazada (dependiendo de la precisión usada y las simplificaciones hechas) con respecto a la curva real buscada; esto puede solventarse haciendo los ajustes oportunos.

Un método considerado muy exacto por M. A. Golkar (Golkar, 2003) para realizar los flujos de carga es el propuesto por R. N. Allan (Allan y Shakarchi, 1977), en el que se desarrollan reducciones por aproximaciones de la ecuaciones cuadráticas y trigonométricas, considerando limitaciones a pequeños márgenes en las variaciones de los voltajes nodales; además, se plantean dos enfoques alternativos, ya sea considerando las potencias como acopladas o desacopladas. De los resultados concluye que el voltaje tiene un efecto poco significativo sobre los flujos de potencia activa, no así de la reactiva, tal y como ya es muy conocido, de modo que una alternativa es usar ecuaciones que “desacoplen” las potencias activas de las reactivas.

Entre los métodos probabilistas que se basan en la simplificación de las ecuaciones, se pueden resumir en las siguientes categorías, de acuerdo a las asunciones que usan para realizar la linealización:

- **Modelo D.C.:** Se puede usar cuando la resistencia de las líneas es mucho menor a las reactancias ($R \ll X$). Esta suposición permite desarrollar un método altamente eficiente que relaciona las potencias nodales con los flujos de potencia de rama. Sin embargo, este modelo no es aplicable en caso de las

líneas de distribución (Borkowska, 1974; Alan *et al*, 1976) debido a que su relación X/R es cercana o incluso menor a la unidad.

- **Modelos A.C. desacoplados:** En estos las potencias activa y reactiva se asumen como desacopladas; esto significa que un cambio en el ángulo del voltaje afecta únicamente la potencia activa, a su vez un cambio en la magnitud del voltaje afecta únicamente la potencia reactiva. Además, se asume que el desfase angular entre dos nodos consecutivos es pequeña. Es un método bastante eficiente y útil, produciendo resultados confiables en el caso de las potencias activas, no así en el caso de los voltajes y de las potencias reactivas, de modo que el cálculo de pérdidas de una línea (o una red completa) resulta directamente afectado (Alan *et al*, 1976, 1977).
- **Método A.C. acoplado:** Se desarrolla una versión lineal de las ecuaciones de flujo de carga conservando la dependencia de P y Q con respecto a δ y V , respectivamente. Es el método más aproximado aunque suele ser más lento que los demás (Alan *et al*, 1977). Cabe señalar que las simplificaciones hechas en las ecuaciones agregan error en los resultados, por lo que no se le puede considerar un método exacto.

Otra forma de clasificar los métodos conocidos es de acuerdo a la variable en la que se fija el punto de linealización. Por ejemplo, una asunción muy común es considerar el voltaje de cada nodo como cercano a su valor esperado (Allan *et al*, 1976, Al-Shakarschi, 1977), otra alternativa es considerar que son las corrientes inyectadas a cada nodo las que varían alrededor de su valor promedio (Golkar, 2003).

En los métodos en los que se asumen pequeñas variaciones de voltaje nodales y una relación lineal alrededor del valor esperado entre cada variable independiente y la variable de salida, resulta imposible determinar la probabilidad de escenarios donde ocurre bajo o sobre voltaje. Una situación similar ocurre al asumir que las corrientes se mantienen variando poco alrededor de un punto, pues esta restricción imposibilita determinar escenarios de sobre corriente (sobre carga) o con GD.

En el caso de las redes de distribución con GD, el nodo de compensación (el punto de conexión con la red de transmisión) mantiene un balance de potencias; debiendo no sólo suministrar todo el déficit de potencia si no que absorber la excedente. Esto produce error en los resultados de los métodos linealizados en presencia de **GD con participación mayoritaria en la red**, pues en esa circunstancia ocurre un cambio en los perfiles de voltaje, lo cual origina una variación en la dirección de los flujos de potencia; dado que las pérdidas se pueden calcular para una dirección de flujos determinada es de esperar error producto del aumento en el voltaje del nodo con GD.

En algunos de los métodos desarrollados hasta ahora las variables de entrada se modelan con una distribución normal (lo cual no necesariamente es realista) o alguna discreta (Golkar, 2003) y se asume una respuesta normal. Esta suposición se basa en el *teorema del límite central*, que consiste en *asumir que la distribución de la sumatoria de N variables aleatorias independientes tiene una forma normal cuando N es muy grande*. Sin embargo, se ha demostrado que la distribución de las variables dependientes resultantes de un flujo de carga *no necesariamente* es una gaussiana, ya que se obtiene de operaciones *no lineales*, por lo que resulta incorrecto aplicar conceptos como el teorema del límite central.

4.4 SOLUCIÓN PROBABILISTA MEDIANTE MÉTODOS DETERMINISTAS

Como ya se explicó anteriormente, emplear cualquier algoritmo matemático para resolver un problema de flujo de potencia de forma determinista significa calcular los valores de las incógnitas en cada nodo y rama para condiciones de carga específicas. Es decir, para un conjunto de valores de demanda y generación nodales dados en una red determinada se calculan los valores de las variables dependientes. Esos resultados obtenidos en este proceso tienen la desventaja de proporcionar una vista instantánea de las condiciones en la red, por lo que si se desea conocer el comportamiento de las pérdidas se deben realizar tantos flujos de carga como combinaciones puedan hacerse entre las diferentes valores que pueda tomar cada variable independiente.

Al ser la demanda y la generación *variables aleatorias continuas*, un proceso de muestreo es necesario para construir modelos o curvas *empíricas* (asociadas a datos reales) de probabilidad que describan la variación tanto de la demanda como de la generación en cada nodo, estas curvas se procesan para convertirlas en curvas discretas que consisten en pares de potencia-probabilidad, correspondientes a un intervalo de demanda o generación; mientras más intervalos más precisa la curva discreta.

Por ejemplo, dada una red sencilla como la mostrada en la Figura 4.1, se desea determinar el estado de las pérdidas reales en la rama 2-3, para lo cual es necesario desarrollar un flujo de carga, conociendo el estado de la demanda y generación de potencia activa en cada nodo.

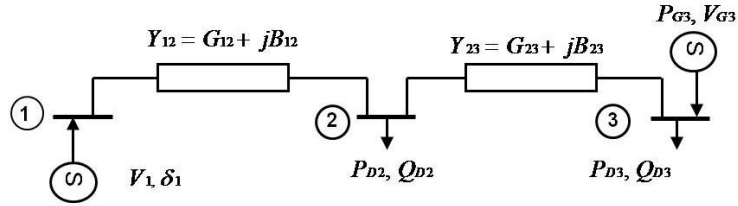


Figura 4.1. Red para ilustración de un enfoque determinista.

FORMULACIÓN DE UNA SOLUCIÓN DETERMINISTA

En un análisis de flujo de potencia determinista, únicamente se cuenta con valores puntuales (discretos) de demanda y, al desarrollarlo, los resultados serán también puntuales y válidos para las condiciones de carga dadas. Sin embargo, en la práctica todas las potencias son variables aleatorias por lo que un solo flujo de carga no arroja una idea clara de cómo se comportan las pérdidas en realidad.

Una forma de tratar de conocer ese comportamiento es abordar el problema con un “enfoque determinista”, que consistiría en realizar *todas las combinaciones posibles entre los diferentes estados de la demanda nodal* y calcular el valor de las pérdidas en cada una de esas combinaciones, lo cual requeriría una gran capacidad de memoria y un tiempo de procesamiento tan prolongado que posiblemente no sea manejable. Sin embargo, este enfoque determinista aunque sea irrealizable es la base conceptual de las soluciones probabilistas, puesto que además de representar la solución exacta al problema, permite tener una visión de cómo se desarrollan las combinaciones de los estados de la demanda.

Para realizar un análisis completo de las pérdidas desde un enfoque determinista, es preciso contar con una colección de valores posibles de cada **variable de estado** (VE) con su respectiva probabilidad. Supóngase, por ejemplo, que se tiene una red de N nodos –con N variables de estado, respectivamente–, donde cada VE puede tomar K valores.

Sea S_j un conjunto de *estados* de demanda de una red de distribución del escenario j , donde:

$$S_j = \{ S_{j1}, S_{j2}, \dots, S_{jk}, \dots, S_{jK} \} \quad (4.1)$$

Además, S_j tiene una distribución de probabilidad discreta dada por el siguiente conjunto de datos:

$$P_x(S_j) = \{ P_x(S_{j1}), P_x(S_{j2}), \dots, P_x(S_{jk}), \dots, P_x(S_{jK}) \} \quad (4.2)$$

El conjunto de estados de cada VE se resumen la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Variables de estado en cada nodo.

Nodo 1		Nodo n		Nodo N	
$S=P+jQ$	$P_x(S=S_{k1})$	$S=P+jQ$	$P_x(S=S_{kn})$	$S=P+jQ$	$P_x(S=S_{kN})$
$P_{11}+jQ_{11}$	P_{X11}	$P_{n1}+jQ_{n1}$	P_{Xn1}	$P_{N1}+jQ_{N1}$	P_{XN1}
$P_{12}+jQ_{12}$	P_{X12}	$P_{n2}+jQ_{n2}$	P_{Xn2}	$P_{N2}+jQ_{N2}$	P_{XN2}
...		
$P_{1k}+jQ_{1k}$	P_{X1k}	$P_{nk}+jQ_{nk}$	P_{Xnk}	$P_{Nk}+jQ_{Nk}$	P_{XNk}
...		
$P_{1K}+jQ_{1K}$	P_{X1K}	$P_{nK}+jQ_{nK}$	P_{XnK}	$P_{NK}+jQ_{NK}$	P_{XNK}

P_{Xnk} : Probabilidad del estado k en la variable (nodo) n .

$P_{nk}+jQ_{nk}$: Potencia demandada por el nodo n en el estado k .

El subíndice n indica el número de nodo o variable de estado. Como se asumirá que el nodo 1 es el de referencia, los valores de sus estados serán en la práctica el resultado de las combinaciones de los estados de las otras VE en la red. A cada estado se le llamará S_{nk} , donde n se refiere al número correlativo de la VE y k al estado.

Para poder determinar todos los estados posibles de la VE objetivo, es preciso desarrollar un flujo de carga por cada combinación de VE. Estas combinaciones se ilustran en la Figura 4.2.

De allí que el número de puntos en la VE deseada será de:

$$\text{Combinaciones} = K \cdot *K * \dots * K; \quad N \text{ veces}$$

$$\text{Combinaciones} = K^N \tag{4.3}$$

Para poder conocer cada una de las condiciones de las variables de interés sería preciso realizar K^3 simulaciones deterministas para cubrir cada escenario en el caso del ejemplo de la Figura 4.1, lo cual, si bien proporcionaría datos certeros y precisos, sería una solución computacionalmente ineficiente debido al alto consumo de tiempo requerido, lo que aumenta con el tamaño de la red.

Puede preverse que la cantidad de simulaciones posibles tiende a números astronómicos en el caso de redes de distribución que están constituidas por cientos o miles de nodos, pues la cantidad total de combinaciones aumenta exponencialmente con el número de nodos. Se puede disminuir el número de simulaciones reduciendo el valor de estados K a una cantidad tolerable por la distribución de probabilidad de cada nodo (un K_n), pero esto va en detrimento de la precisión de los resultados, así

también puede complicar el proceso de conversión de las PDF de continuas a discretas, pues cada nodo sería caracterizado por un diferente número de estados ($K_1 \neq K_2 \neq K_3 \dots$).



Figura 4.2. Combinaciones posibles de las variables de estado.

Para reducir una potencialmente desmesurada cantidad de simulaciones y proporcionar un esbozo del comportamiento de una variable dependiente, pueden seleccionarse valores críticos (mínimos, máximos, valores promedio) de cada una de las variables de entrada, sin embargo los resultados obtenidos –aunque representativos– serían pobres y no permitirían caracterizar la variable de salida.

Puede concluirse entonces que un enfoque determinista no resulta apropiado para conocer el comportamiento de cualquier variable de una red eléctrica. Ante esta situación la única salida al problema está en la implementación de métodos probabilistas eficientes y exactos, que permitan ahorrar tanto memoria como tiempo de ejecución.

4.5 VENTAJAS DE MÉTODOS PROBABILISTAS

A través de un FDCP se puede conocer diferentes variables de una red, tal como los siguientes:

- La probabilidad que el flujo de potencia de una rama exceda determinado valor, por ejemplo el límite tolerable.
- El rango posible del flujo de carga que atraviesa una rama.
- La probabilidad de que el flujo de potencia en una rama específica se mantenga en un rango determinado.
- El valor o intervalo de carga más probable en la red.
- El comportamiento probabilístico de las pérdidas de potencia en la red.
- El rango más probable de pérdidas en la red.
- La diferencia en el comportamiento de las pérdidas como producto de la operación de un generador distribuido en diferentes puntos de la red o con diferentes rangos de operación.

Además, *el método de FDCP debe proporcionar resultados confiables aun en presencia de datos muy dispersos*. Por otro lado, a través del análisis de resultados de un FDCP se pueden aportar soluciones a preguntas más complejas como:

- La adecuada capacidad y configuración de las ramas de una red.
- La evaluación del costo operativo de la red.
- La estimación de las necesidades de potencia generada en nodos en particular para mantener los voltajes en niveles aceptables.
- Determinar si la instalación de un GD producirá reducción o aumento en pérdidas de potencia.
- Determinar el rango óptimo de operación de un generador distribuido ya instalado para que su aporte de potencia tenga el impacto más favorable posible sobre las pérdidas en la red.

No todos los métodos probabilistas permiten calcular cualquier variable dependiente dentro del sistema, lo que se debe a las simplificaciones o presunciones hechas en cada técnica, también debido a esta cada método tiene márgenes de error particulares.

4.6 MÉTODO DE MONTE CARLO

Monte Carlo es una técnica estadística de muestreo que se puede aplicar prácticamente a cualquier proceso de análisis de un sistema en el que hay diferentes variables aleatorias involucradas. La forma de operación de este método se puede resumir en cinco pasos, los cuales se enuncian a continuación:

1. **Generación de modelos estáticos:** Implica crear un modelo determinista que recrea el escenario real. En este proceso se transforman las variables de entrada en las variables de salida que se desean conocer; aplicado al estudio de las pérdidas de potencia en una red de distribución se refiere al *análisis de flujo de carga*.
2. **Identificación de la PDF de las variables de entrada:** Se determinan las PDF empíricas para cada variable independiente del sistema, para ello se requiere conocer datos históricos de demanda y generación dentro de la red a analizar.
3. **Generación de variables aleatorias:** Con las PDF de las variables se genera una muestra de números aleatorios que sigan las distribuciones de cada VA de entrada, esto permite simular diferentes escenarios de carga neta en la red; cada conjunto de datos de demanda y generación, uno por cada nodo, constituye un escenario distinto.
4. **Aplicación de modelo estático:** se aplica el modelo matemático desarrollado en el paso 1 (análisis de flujo de carga) sobre cada conjunto de los valores de las VA obtenidos en el paso 2, obteniéndose un resultado por cada conjunto de variables de estado. Este implica conocer un valor de pérdidas por cada conjunto de valores de demanda y generación.
5. **Análisis de resultados:** se realiza un análisis estadístico de los resultados, se construyen histogramas a partir de los cuales se elaboran curvas de distribución de probabilidad de la variable de salida estudiada.

4.7 MÉTODO DE COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD CONSTANTES

Entre los métodos de FDCP es uno de los más simples y a las vez exactos. Esta técnica fue propuesta por (Allan *et al*, 1977) y resulta muy exacta en casos con poca dispersión en los datos. Consiste en asumir como lineal la relación entre las variables dependientes e independientes alrededor de un punto de análisis, que puede ser la

media aritmética de los resultados. Esto implica considerar como “lineales” las ecuaciones del flujo de carga en ese intervalo.

La base matemática está en la aplicación de series de Taylor para calcular un punto de una función multivariable f , mediante el uso de la primera derivada parcial de la función con respecto a cada variable independiente x_i en un punto determinado (ver Anexo C para más detalles). Por ejemplo, si a se refiere al punto de linealización:

$$f(\mathbf{x}) \approx f(\mathbf{a}) + \sum_{i=1}^n (x_i - a_i) \left. \frac{\partial f}{\partial x_i} \right|_{x_i=a} \quad (4.4)$$

A continuación se muestra su formulación matemática la técnica probabilista de **coeficientes de sensibilidad constantes** (CSC).

Sea la función

$$Y = f(\mathbf{X}) \quad (4.5)$$

En la que $f(\mathbf{X})$ es la función del flujo de carga y Y el valor resultante de la variable deseada al tomar la variable independiente el conjunto de valores dado en el vector \mathbf{X} (conjunto de variables de estado).

$$\bar{Y}_i = E\{Y_i\} \quad (4.6)$$

$$\bar{X}_n = E\{X_n\} \quad (4.7)$$

Para el caso se asumirá que

$$E\{Y_i\} = E\{f(\mathbf{X})\} = f(E\{\mathbf{X}\}) \quad (4.8)$$

Lo que servirá para definir un punto de linealidad

$$(\mathbf{X}_0, Y_0) = (\bar{\mathbf{X}}, \bar{Y}) \quad (4.9)$$

Donde

$$Y_0 = f(\mathbf{X}_0) \quad (4.10)$$

$$\mathbf{X}_0 = E\{\mathbf{X}\} \quad (4.11)$$

La función de interés se define como

$$Y_i = f_i(\mathbf{X}) \quad (4.12)$$

Como la relación de Y_i con respecto a cada una de las variables de X es lineal, se pueden definir los siguientes cocientes:

$$\frac{Y_i - \bar{Y}_i}{X_1 - \bar{X}_1} = a_{1i} \quad \frac{Y_i - \bar{Y}_i}{X_2 - \bar{X}_2} = a_{2i}$$

En general

$$\frac{Y_i - \bar{Y}_i}{X_n - \bar{X}_n} = a_{ni} \quad (4.13)$$

Definiendo los diferenciales

$$\Delta X_n = X_n - \bar{X}_n \quad (4.14)$$

$$\Delta Y_i = Y_i - \bar{Y}_i \quad (4.15)$$

Sustituyendo en la ecuación (4.14),

$$\frac{\Delta Y_i}{\Delta X_n} = a_{ni} \quad (4.16)$$

Despejando Y_i la variación de la función debida a X_n será:

$$Y_i = \bar{Y}_i + a_{ni}(X_n - \bar{X}_n) \quad (4.17)$$

Así para cada una de las variables de estado, en general

$$Y_i = \bar{Y}_i + a_{1i} * (X_1 - \bar{X}_1) + a_{2i} * (X_2 - \bar{X}_2) + \dots a_{ni} * (X_n - \bar{X}_n) + \dots a_{Ni} * (X_N - \bar{X}_N) \quad (4.18)$$

Reescribiendo, los siguientes valores posibles de cualquier variable dependiente se calcularán con la ecuación:

$$Y_i = \bar{Y}_i + \sum_{n=1}^N a_{ni} * \Delta X_n \quad (4.19)$$

$i = 1, 2, 3, \dots R$ R: Número total de ramas.

La ecuación (4.20) indica que cada elemento de la variable de estado puede ser calculado como una **suma ponderada** de las diferencias de cada variable de estado con su media aritmética. En ese caso, dicha ecuación sirve para calcular cada muestra directamente. Esto es válido siempre que la relación entre X y Y sea lineal. Así por ejemplo, la relación entre la variación en la potencia neta demandada en un nodo y el flujo de potencia en la rama $i-j$, de modo que el coeficiente de sensibilidad a_{in} representa la variación del flujo en la rama $i-j$ debido a un cambio en la demanda neta en el nodo i .

En forma matricial la ecuación (4.20) se transforma en la siguiente:

$$\begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_i \\ \vdots \\ Y_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_1 \\ \bar{Y}_2 \\ \vdots \\ \bar{Y}_i \\ \vdots \\ \bar{Y}_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{11} & a_{21} & \dots & a_{n1} & \dots & a_{N1} \\ a_{12} & a_{22} & \dots & a_{n2} & \dots & a_{N2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ a_{1i} & a_{2i} & \dots & a_{ni} & \dots & a_{Ni} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ a_{1R} & a_{2R} & \dots & a_{nR} & \dots & a_{NR} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \vdots \\ \Delta X_n \\ \vdots \\ \Delta X_N \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

De esta manera, **la matriz de coeficientes de sensibilidad permite relacionar directamente una variable deseada sin necesidad de realizar explícitamente el flujo de carga**, dado un cambio en una variable independiente determinada; basta con conocer los valores medios de la variable dependiente de las variables de estado.

En general, para una curva no lineal

$$\frac{\partial y_i}{\partial x_j} = a_{ji} \quad (4.21)$$

La ecuación (4.22) indica la variación de la variable de interés, y_i con respecto a un cambio en la variable de estado x_i .

Ubicando esto en el contexto de un flujo de carga, supóngase que la variable de interés, y_i es la magnitud del voltaje en el nodo i .

$$y_i = V_i \quad (4.22)$$

El conjunto de variables de estado –vector X – corresponderá al conjunto de valores de demanda de potencia reactiva, interesa conocer la relación entre el voltaje el nodo i y la potencia reactiva demandada en el nodo j .

$$x_j = Q_j \quad (4.23)$$

Así que al calcular el coeficiente de sensibilidad

$$\frac{\partial y_i}{\partial x_j} = \frac{\partial V_i}{\partial Q_j} = a_{ji} \quad (4.24)$$

En la ecuación anterior, al calcular el recíproco

$$\frac{\partial Q_j}{\partial V_i} = \frac{1}{a_{ji}} \quad (4.25)$$

El miembro izquierdo de la ecuación anterior corresponde a un elemento de la **matriz jacobiana** de Newton-Raphson. Así pues, los recíprocos de los elementos de esa matriz jacobiana dan los coeficientes de sensibilidad; si bien tales coeficientes *sólo*

pueden usarse para calcular los flujos de potencia y *no las pérdidas directamente*, para lo cual es necesario manipular diferentes variables.

Sustituyendo en la ecuación resulta:

$$Y_i = \bar{Y}_i + \sum_{n=1}^N a_{ni} * \Delta X_n \quad (4.26)$$

Desarrollando la sumatoria y reescribiendo la ecuación (4.27):

$$Y_i = Y_i - \bar{Y}_i = a_{1i} * \Delta X_1 + a_{2i} * \Delta X_2 + \dots a_{ni} * \Delta X_n + \dots a_{Ni} * \Delta X_N \quad (4.27)$$

Sea $P(\Delta X_n)$ la distribución de probabilidad del diferencial n y ya que la ecuación (4.28) constituye una sumatoria de N variables aleatorias su distribución de probabilidad estará dada por:

$$P(\Delta Y_i) = P(a_{1i} * \Delta X_1) * P(a_{2i} * \Delta X_2) * \dots P(a_{ni} * \Delta X_n) * \dots P(a_{Ni} * \Delta X_N) \quad (4.28)$$

Es decir, la PDF de la variable objetivo será el resultado de la **convolución** de las PDF de cada una de las variables de estado, que es la PDF de la demanda neta en cada nodo.

Ahora bien, este método puede servir para calcular directamente las pérdidas de potencia, como resultado de una suma ponderada de las potencias netas demandadas en cada nodo, si bien requiere un cálculo particular de los coeficientes de sensibilidad que relacionen estas variables.

4.8 MÉTODO DE COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD VARIABLES

Debido a la inexactitud de diferentes métodos probabilistas de flujo de carga para analizar redes de distribución y sus limitaciones ante datos dispersos, como ocurre en presencia de GD, como parte del **aporte de este trabajo de graduación** se propone una **nueva técnica** desarrollada a partir método de coeficientes constantes. Esta técnica está basada en una propuesta por R. N. Allan en 1981, que consiste en crear diferentes puntos de *linealización*.

La metodología es similar a la técnica de CSC con la diferencia que se toma en cuenta la variación de las variables relacionadas (demanda nodal y pérdidas) por lo que se usan *coeficientes de sensibilidad variables* (CSV). La idea básica es crear múltiples puntos donde la relación entre variables de entrada y salida es lineal dentro del *dominio de variación de la demanda de toda la red y todo el rango de valores de pérdidas*, dividiéndolo en segmentos o intervalos, para luego calcular los coeficientes de sensibilidad válidos para esos intervalos. Cuando este método fue propuesto se

sugería un número limitado de tres puntos de linealización (Allan *et al*, 1981), para cada uno de los cuales la variable dependiente se calculara con una ecuación del tipo:

$$Y_j = \bar{Y}_j + a_{1j} * (X_{1j} - \bar{X}_{1j}) + a_{2j} * (X_{2j} - \bar{X}_{2j}) + \dots + a_{nj} * (X_{nj} - \bar{X}_{nj}) + \dots + a_{Nj} * (X_{Nj} - \bar{X}_{Nj}) \quad (4.29)$$

Siendo \bar{X} y \bar{Y} valores promedio.

Si se sustituye Y_j por L_j (pérdidas de potencia activas) y X_{nj} por P_{nj} (potencia demandada en cada nodo), \bar{Y}_j por L_{0j} y \bar{X}_{nj} por P_{nj0} resulta:

$$L_j = L_{0j} + a_{1j} * (P_{1j} - P_{1j0}) + a_{2j} * (P_{2j} - P_{2j0}) + \dots + a_{nj} * (P_{nj} - P_{nj0}) + \dots + a_{Nj} * (P_{Nj} - P_{Nj0}) \quad (4.30)$$

El valor de P_{nj0} es la potencia media demandada del nodo n para el intervalo j .

Donde

$$a_n = \frac{L_2 - L_1}{P_{dn2} - P_{dn1}} \quad (4.31)$$

El coeficiente a_n permite calcular la variación sobre las pérdidas L , al pasar la demanda en el nodo n de un valor P_{dn1} a un P_{dn2} . La ecuación (para calcular pérdidas) es válida cerca de un punto de linealidad j (*intervalo de linealización*) y sirve para calcular una muestra j de pérdidas, para un conjunto de valores de demanda neta en cada nodo P_{nj} .

Para calcular los coeficientes a_n se debe hacer un flujo de carga por cada nodo con demanda, de modo que el número de muestras necesarias crece a medida que aumentan los intervalos de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$N_{sim} = (N_{cg} + 1) * NI \quad (4.32)$$

Donde:

N_{sim} : Número mínimo de muestras o simulaciones de flujo de carga determinista.

N_{cg} : Número de nodos de carga.

NI : Número de intervalos o puntos de linealización.

Sólo se toman en cuenta los coeficientes de sensibilidad de los nodos con carga, por ser estos los que introducen variaciones en los flujos de potencia.

La sumatoria de los coeficientes de sensibilidad en la mediana de demanda estará dada por

$$S_{a_0} = [\sum_{n=1}^N a_n]_0 \quad (4.33)$$

A continuación, se define el **coeficiente de participación**, un segundo tipo de coeficiente de sensibilidad que *se asumirá constante en cada punto de linealización* y estará dado por la relación:

$$c_n = \frac{a_n}{\sum_{i=1}^N a_i} \quad n = 1, 2, 3, \dots, N \quad (4.34)$$

El rango de variación de la demanda de cada nodo se dividirá en NI intervalos de ancho ΔP_{d_n} . Cada intervalo diferencial de potencia es de distinto tamaño para cada nodo, dependiendo del rango de variación de las potencias nodales. Si la demanda variara uniformemente en todos los nodos un paso a la vez, la demanda total cambiaría en una magnitud de

$$\Delta P_{TD} = \sum_{n=1}^N \Delta P_{d_n} \quad (4.35)$$

Si P_{dn_j} es la **demanda** de cada nodo, la demanda total en la simulación j se puede calcular con la ecuación:

$$P_{DTj} = \left[\sum_{n=1}^N P_{d_n} \right]_j \quad (4.36)$$

Para todo el conjunto de simulaciones la demanda P_{DT} es un arreglo de dimensiones $[1 \times S]$.

Se define a continuación el **factor de demanda**, que se obtiene de dividir la demanda de la simulación entre la sumatoria del ancho de los intervalos de demanda de cada nodo. Este factor *permite conocer cuánto se ha desplazado la demanda de su valor esperado*, en términos del ancho del intervalo de demanda total.

$$nk_{d_j} = \frac{P_{DTj}}{\Delta P_{TD}} \quad (4.37)$$

La variable nk_d es un arreglo de tamaño $[1 \times S]$, donde S el número total de simulaciones a realizar mediante el FDCEP.

La *demanda esperada* señala el punto sobre el cuál es posible calcular las pérdidas mediante una función que relacione *demanda total* y *pérdidas*.

$$P_{do} = \begin{bmatrix} \Delta P_{1j} \\ \Delta P_{2j} \\ \vdots \\ \Delta P_{nj} \\ \vdots \\ \Delta P_{Nj} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} nk_{d_1} \\ nk_{d_2} \\ \vdots \\ nk_{d_j} \\ \vdots \\ nk_{d_s} \end{bmatrix}^T \quad (4.38)$$

Si se definen los vectores

$$\Delta \mathbf{P}_D = \begin{bmatrix} \Delta P_{1j} \\ \Delta P_{2j} \\ \vdots \\ \Delta P_{nj} \\ \vdots \\ \Delta P_{Nj} \end{bmatrix} \quad \mathbf{nk}_d = \begin{bmatrix} nk_{d1} \\ nk_{d2} \\ \vdots \\ nk_{dj} \\ \vdots \\ nk_{dS} \end{bmatrix}^T \quad (4.39)$$

Usando las identidades de (4.40) en la ecuación (4.39), es se puede reescribir de la siguiente forma:

$$\mathbf{P}_{do} = \Delta \mathbf{P}_D * \mathbf{nk}_d \quad (4.40)$$

\mathbf{P}_{do} es una matriz de [NxS].

Se define la **función de pérdidas medias esperadas** L_{0j} ($|P_{DTj}|$), para una demanda total en la red para el escenario j , donde $j=1, 2, 3, \dots S$. Esta función debe hallarse mediante un muestreo, realizando simulaciones en los puntos $k * \Delta P_{TD}$, para $k=0, 1, 2, 3, \dots NI$. Esto significa aplicar regresión polinomial a los siguientes pares de datos:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{TD} & L_1 \\ 2 * \Delta P_{TD} & L_2 \\ \vdots & \vdots \\ k * \Delta P_{TD} & L_k \\ \vdots & \vdots \\ NI * \Delta P_{TD} & L_{NI} \end{bmatrix}$$

Donde ΔP_{TD} es la variable independiente y L_1 la variable dependiente. El polinomio $p(x)$ encontrado, donde $x = P_{DTj}$, será la forma

$$\mathbf{p}(P_{DTj}) = \mathbf{b}_0 * P_{DTj}^g + \mathbf{b}_1 P_{DTj}^{g-1} + \dots \mathbf{b}_{g-1} P_{DTj} + \mathbf{b}_g \quad (4.41)$$

Siendo g el grado del polinomio $p(x)$ que permite predecir con exactitud los valores medios o esperados. Usando $p(x)$ se puede calcular de forma más precisa las pérdidas esperadas L_{0j} que si se restringiera a simples intervalos. El valor de g define el número de intervalos NI mínimo. Por ejemplo, si el $g=4$, entonces se requieren por lo menos cinco puntos para definir el polinomio, esto significa cinco intervalos de linealidad, es decir, $NI=5$. Esto crea la condición:

$$NI \geq g + 1 \quad (4.42)$$

De manera análoga, se define el **factor de dispersión de las pérdidas** $f_j \left(|P_{DT_j}| \right)$, que modifica la sumatoria de los coeficientes de sensibilidad debido a valores particulares de demanda. Este tiene su origen en el comportamiento variable de los coeficientes de sensibilidad a_n , que se traduce en una variación de la sumatoria S_a para cada escenario j .

El factor de dispersión de pérdidas tiene como finalidad predecir los valores de S_a , para ello se define S_{a_0} como la sumatoria de los coeficientes de sensibilidad en un *punto de linealidad de referencia*, con ella se puede definir la relación:

$$f_j = \frac{S_{aj}}{S_{a_0}} \approx \frac{a_{np_j}}{a_{np_0}} \quad (4.43)$$

Donde np se refiere *un nodo de prueba*, para el que se calcularán todos los coeficientes de sensibilidad. Es decir, se determinarán los valores de $a_{np_1}, a_{np_2}, \dots, a_{np_S}$ correspondientes a los puntos $k * \Delta P_{TD}$, para $k = 0, 1, 2, 3, \dots, NI$ y se determinarán los correspondientes valores de f_k . Con estos valores se encuentra un polinomio $q(x)$ que permita calcular el valor de f_k usando el valor de P_{DT} , de forma similar a como se obtiene el polinomio $p(x)$. Luego, **se asume que todos los a_n cambian en la misma proporción con respecto al valor de referencia**, así $f_j = q(x)$.

De modo que f_j será una función de la demanda total tal que

$$S_{aj} = S_{a_0} * f_j \left(|P_{DT_j}| \right) \quad (4.44)$$

Dado que los coeficientes *sólo se calculan exactamente para un nodo*, el número de flujos de carga deterministas necesarios se reduce drásticamente con respecto a la ecuación (4.33), requiriéndose únicamente dos simulaciones por cada punto de linealidad *adicional al de referencia*, es decir:

$$N_{sim} = N_{cg} + 2 * NI - 1 \quad (4.45)$$

Si en la ecuación (4.31) se sustituye $(P_{n_j} - P_{n_{j0}})$ por ΔP_{n_j} , esta se puede reescribir de la forma:

$$L_j = L_{0j} + a_{1j} * \Delta P_{1j} + a_{2j} * \Delta P_{2j} + \dots a_{nj} * \Delta P_{nj} + \dots a_{Nj} * \Delta P_{Nj} \quad (4.46)$$

Extendiendo este análisis para aplicarlo a una muestra de S simulaciones, se obtendría un vector construido a partir de las siguientes operaciones:

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ \vdots \\ L_j \\ \vdots \\ L_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{01} \\ L_{02} \\ \vdots \\ L_{0j} \\ \vdots \\ L_{0S} \end{bmatrix} + \text{diag} \left(\begin{bmatrix} a_{11} & a_{21} & \dots & a_{n1} & \dots & a_{N1} \\ a_{12} & a_{22} & \dots & a_{n2} & \dots & a_{N2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ a_{1j} & a_{2j} & \dots & a_{nj} & \dots & a_{Nj} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ a_{1S} & a_{2S} & \dots & a_{nS} & \dots & a_{NS} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta P_{11} & \Delta P_{21} & \dots & \Delta P_{n1} & \dots & \Delta P_{N1} \\ \Delta P_{12} & \Delta P_{22} & \dots & \Delta P_{n2} & \dots & \Delta P_{N2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \Delta P_{1j} & \Delta P_{2j} & \dots & \Delta P_{nj} & \dots & \Delta P_{Nj} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \Delta P_{1S} & \Delta P_{2S} & \dots & \Delta P_{nS} & \dots & \Delta P_{NS} \end{bmatrix}^T \right) \quad (4.47)$$

$\text{diag}(A)$: Significa que sólo debe tomarse los elementos de la diagonal principal de A (donde $n=j$) formando un vector tipo columna.

En la ecuación (4.48) j es la simulación o conjunto de valores de demanda neta, n el número del nodo y ΔP_n el diferencial de potencia entre la demanda real y la *demanda esperada*.

Si en la ecuación (4.47) se sustituyen los coeficientes de sensibilidad en función de su coeficiente de participación c_n :

$$L_j = L_{0j} + [\sum_{n=1}^N a_n]_j * (c_{1j} * \Delta P_{1j} + c_{2j} * \Delta P_{2j} + \dots + c_{nj} * \Delta P_{nj} + \dots + c_{Nj} * \Delta P_{Nj}) \quad (4.48)$$

Usando la igualdad

$$S a_j = [\sum_{n=1}^N a_n]_j \quad (4.49)$$

La ecuación de pérdidas se puede escribir de la forma:

$$L_j = L_{0j} + S a_j * (c_{1j} * \Delta P_{1j} + c_{2j} * \Delta P_{2j} + \dots + c_{nj} * \Delta P_{nj} + \dots + c_{Nj} * \Delta P_{Nj}) \quad (4.50)$$

Reescribiendo la ecuación (4.51) de forma simplificada:

$$L_j = L_{0j} + S a_j * \sum_{n=1}^N (c_{nj} * \Delta P_{nj}) \quad (4.51)$$

Introduciendo el factor de dispersión f en la ecuación anterior:

$$L_j = L_{0j} + S a_0 * f_j * \sum_{n=1}^N c_n * \Delta P_{nj} \quad (4.52)$$

Dado que los coeficientes de sensibilidad permiten calcular la variación de las pérdidas con respecto a un valor de pérdidas conocido en el punto P_{do} , debe calcularse la diferencia en la demanda con respecto a ese punto. Sustituyendo

$$\Delta P_{nj} = P_{dnj} - P_{donj} \quad (4.53)$$

Se llamará *potencia aportada por la GD* a la inyección de potencia de los generadores distribuidos dentro de la red de distribución, esto es P_{GDj} .

Para calcular el impacto de la GD dentro de toda la red de distribución se define el *coeficiente de sensibilidad de GD* $-f_{GD}$, este se calcula siguiendo la misma metodología que los CSV para todos los generadores, lo implica *calcular coeficientes de sensibilidad por cada nodo donde hay un generador*, así mismo se debe calcular la relación de variación de las pérdidas con distintas cantidades de *potencia inyectada por la GD* de forma similar a como se calcula el factor de dispersión de las pérdidas.

Para el caso en que *sólo haya un generador distribuido en la red* el cálculo de f_{GD} se simplifica, pues este dependerá únicamente de la potencia aportada desde un nodo en relación a la demanda total. En general:

$$f_{GDj} = \frac{L_{GDj}}{L_{GDj=0}} = u\left(\frac{P_{GDj}}{P_{DTj}}\right) \quad (4.54)$$

Donde u es la función (polinomio) que permite predecir la relación entre pérdidas con y sin GD versus la relación entre el aporte de la GD y la demanda total. El coeficiente de sensibilidad de GD se puede interpretar como el efecto sobre las pérdidas esperadas sin GD como producto del aporte de potencia de esta a la red de distribución. Este cálculo incrementa el número de simulaciones en $NI * (NI - 1)$ muestras, así que *el número total de muestras requeridas cuando hay GD* estará dado por:

$$N_{sim} = N_{cg} + NI^2 + NI - 1 \quad (4.55)$$

Finalmente, las pérdidas de una muestra puntual de demanda j estarán dadas por la siguiente ecuación:

$$L_j = \left[L_{0j} + S_{a0} * f_j * \sum_{n=1}^N c_n * (P_{dnj} - P_{donj}) \right] * f_{GDj} \quad (4.56)$$

El valor entre corchetes son las pérdidas sin la potencia de la GD.

El proceso de múltiples puntos de linealidad, propuesto para este trabajo de graduación, permite obtener las curvas de probabilidad de los valores de pérdidas empleando el algoritmo de Monte Carlo, es decir que el modelo matemático de Newton-Raphson se sustituye por modelo de CSV. El algoritmo se puede detallar mediante la siguiente secuencia de pasos:

1. Leer datos históricos de generación y demanda.
2. Obtener PDF de demanda (P_d) y generación (P_g) en cada nodo.
3. Calcular el ancho de cada intervalo de demanda nodal (ΔP_d).
4. Definir grado (g) de polinomios a utilizar para procesos de regresión polinomial.

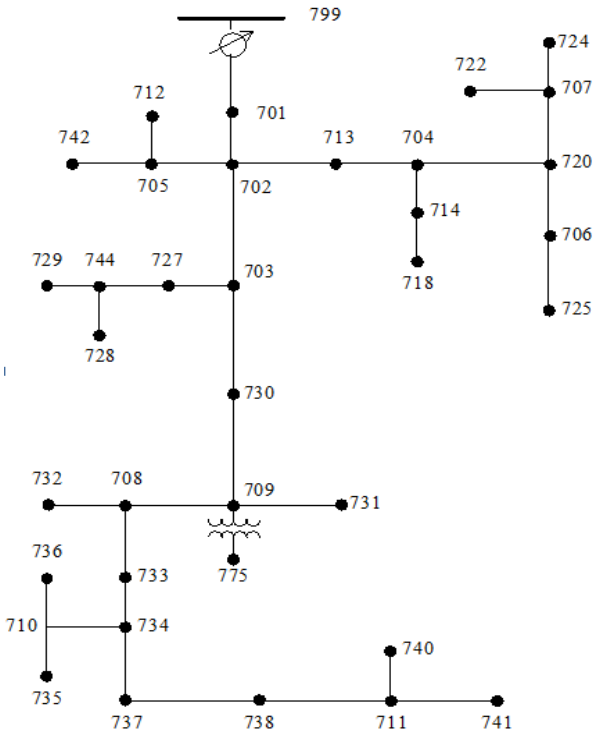
5. Calcular los valores de pérdidas esperadas (L_r) para todo el rango posible de demanda (P_{nr}) sin tomar en cuenta la GD.
6. Determinar el polinomio p que se ajusta a la variación demanda neta versus pérdidas esperadas (P_{nr} vs L_r).
7. Determinar el coeficiente de variación por GD (f_{GD}) simulando una pequeña muestra determinista que haga un cruce entre todo el rango de valores de demanda y todo el rango de valores de GD.
8. Calcular coeficientes de sensibilidad (a y cp) de cada nodo de carga en la mediana de la demanda y la sumatoria de los coeficientes a en ese punto.
9. Seleccionar un nodo de prueba (NP).
10. Calcular los valores de los coeficientes de sensibilidad (a_{NP}) en un número de puntos superior a g únicamente para el nodo NP , correspondiente al rango de variación de la demanda neta del dicho nodo Pdn_{NP} .
11. Determinar el polinomio q que se ajusta a la variación de Pdn_{NP} vs $a_{NP}/a(NP)$
12. Generar muestra aleatoria de valores de demanda y generación de cada nodo.
13. Calcular la demanda total de la red en cada escenario.
14. Usar p para calcular la potencia promedio esperada P_{LO} .
15. Usar q para calcular el factor de dispersión (f) para cada conjunto de valores de demanda.
16. Calcular la demanda media esperada (P_{do}) y la generación media esperada (P_{go}).
17. Calcular las pérdidas usando la ecuación (4.57) para cada conjunto de datos de muestra.

La técnica de CSV planteada es útil especialmente en casos con pocos generadores distribuidos que aportan grandes cantidades de potencia, pero si una red tiene muchos generadores con aportes marginales puede usarse el modelo *sin GD* pero *sustituyendo la potencia demandada por la potencia neta demandada*, es decir, la demanda menos la generación en cada nodo. Esto es útil y producirá resultados relativamente exactos en especial cuando la GD no supera la demanda de su nodo.

4.9 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE MÉTODO PROBABILISTAS

A continuación se presenta una muestra de la aplicación de los diferentes métodos probabilistas planteados en este capítulo, usando una red de distribución con la topología mostrada en la Figura 4.4, los detalles de los datos usados para la simulación puede verse en el Anexo D.

En la Figura 4.4 se muestra cómo están dispersos los datos de pérdidas con respecto a la demanda, obtenidas usando Monte Carlo en conjunto con el modelo exacto (Newton-Raphson) y la técnica de CSV.



Fuente: IEEE.

Figura 4.3. Esquema de red de distribución de 37 nodos.

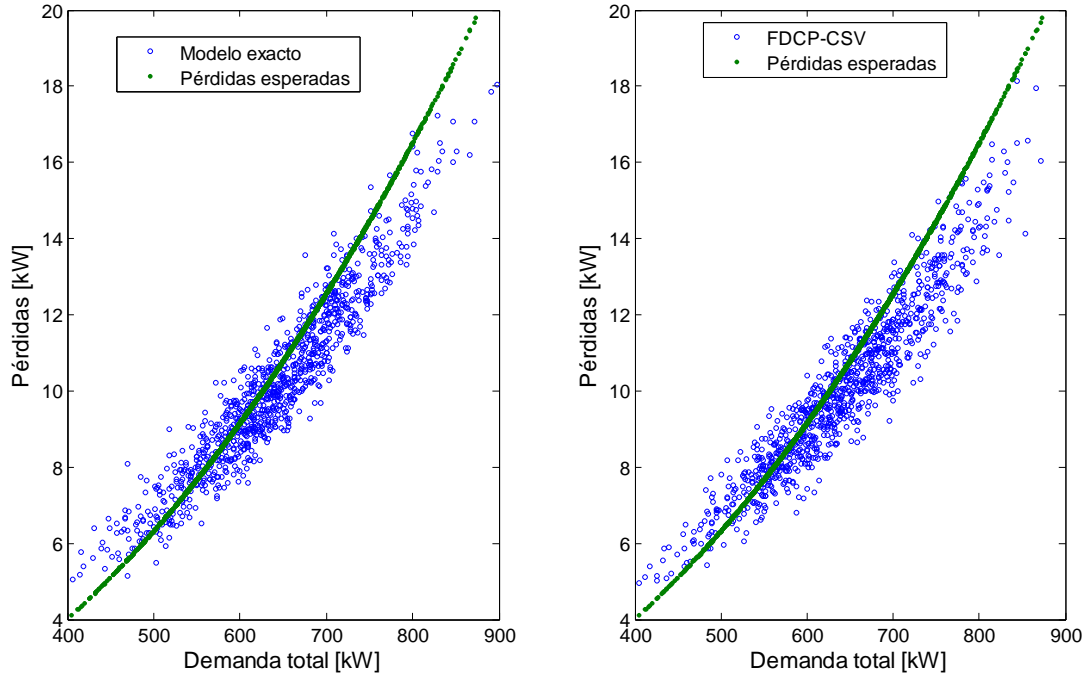


Figura 4.4. Gráficas de dispersión de pérdidas obtenidas con diferentes métodos.

En la Figura 4.4 anteriores se puede observar que no existe una correlación real entre pérdidas de la red y la demanda total, pues los datos se hallan muy dispersos. Esto obedece a la disposición de las cargas a lo largo del alimentador, de esta manera una variación de la demanda aunque sea de la misma magnitud no produce el mismo efecto *cerca* del nodo oscilante que *lejos* de él, dado que en el ejemplo todos los conductores son del mismo calibre. Además, se aprecia que los valores de pérdidas con las dos técnicas usadas ocurren alrededor de la curva de pérdidas esperadas.

Usando un microprocesador AMD Turion de 2.2GHz el tiempo de ejecución de 20 mil simulaciones usando Monte Carlo fue de 190 segundos (usando Newton-Raphson) y de 5.2 segundos para 40 mil simulaciones empleando el FDCP-CSV.

Los polinomios de las pérdidas esperadas y de dispersión para este ejemplo serían los siguientes:

$$p(P_T) = b_0 * P_T^3 + b_1 * P_T^2 + b_2 * P_T + b_3$$

$$q(P_T) = d_0 * P_T^3 + d_1 * P_T^2 + d_2 * P_T + d_3$$

Los valores de los coeficientes b y d se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.2. Coeficientes de polinomios de red de prueba.

	0	1	2	3
b	2.1135e-009	2.3905e-005	1.6663e-004	-0.010494
d	1.2688e-011	1.2334e-007	1.1379e-003	-0.00093679

La PDF y CDF de pérdidas obtenidas se presenta en las siguientes gráficas:

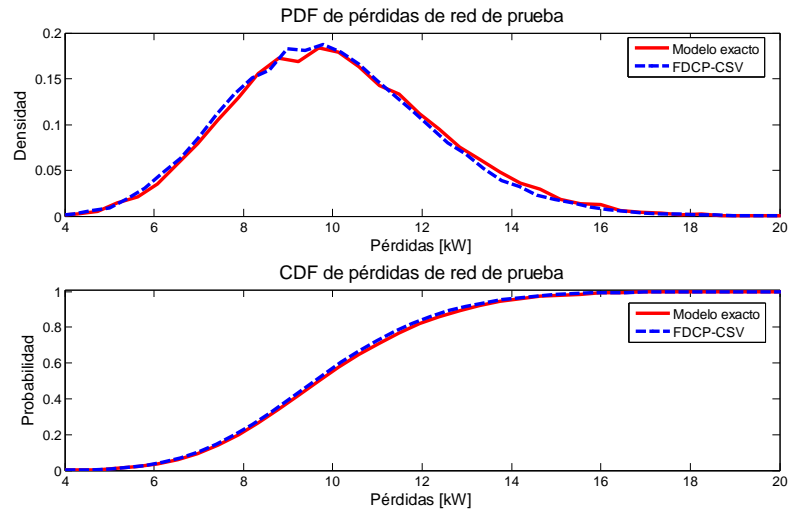


Figura 4.5. PDF y CDF de pérdidas de potencia.

La PDF y CDF del porcentaje de pérdidas se muestra a continuación:

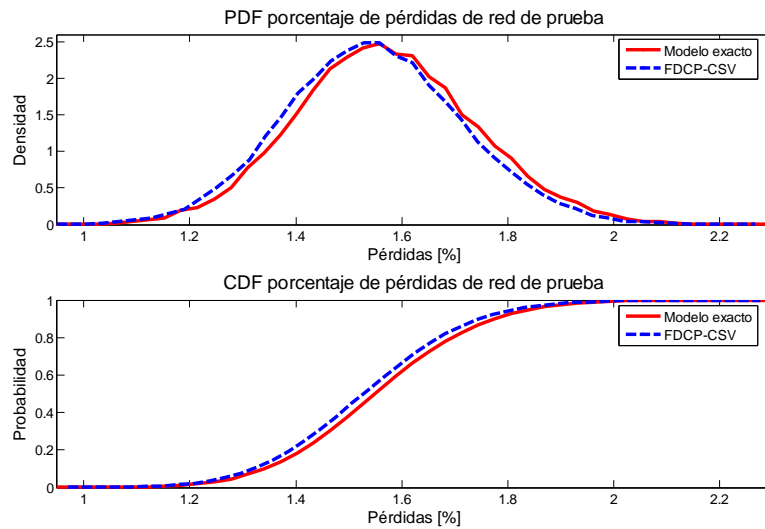


Figura 4.6. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de red de prueba.

En las gráficas anteriores se puede observar que los resultados obtenidos con uno y otro método son muy similares, por lo que la PDF de pérdidas obtenida con el método de CSV da una aproximación precisa del comportamiento de esta variable. Para hacer una comparación rápida resulta práctico usar diagramas de caja, pues permiten observar fácilmente diferentes parámetros estadísticos de una muestra de

datos (ver Anexo F para interpretación). Los diagramas de caja de los resultados obtenidos con los dos métodos implementados se presentan en la Figura 4.7.

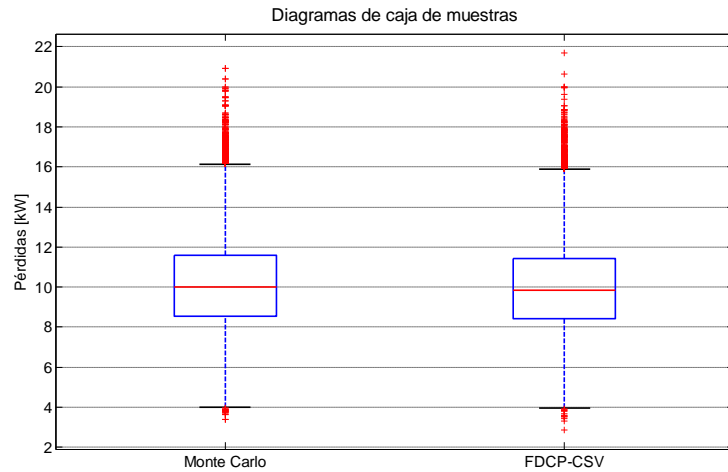


Figura 4.7. Diagramas de caja de pérdidas de potencia en red de prueba.

Una limitante de la técnica de FDCP de CSV es que se pierde exactitud en los resultados cuando la participación de GD en la red no es minoritaria, puesto que se modifica el perfil de tensión. En una red de distribución sin GD se espera que el perfil de voltaje sea de forma descendente (como se puede apreciar en la Figura 4.8), en donde el voltaje disminuye a medida que se está más lejos del nodo oscilante, aun cuando en la práctica se usan transformadores reguladores de voltaje.

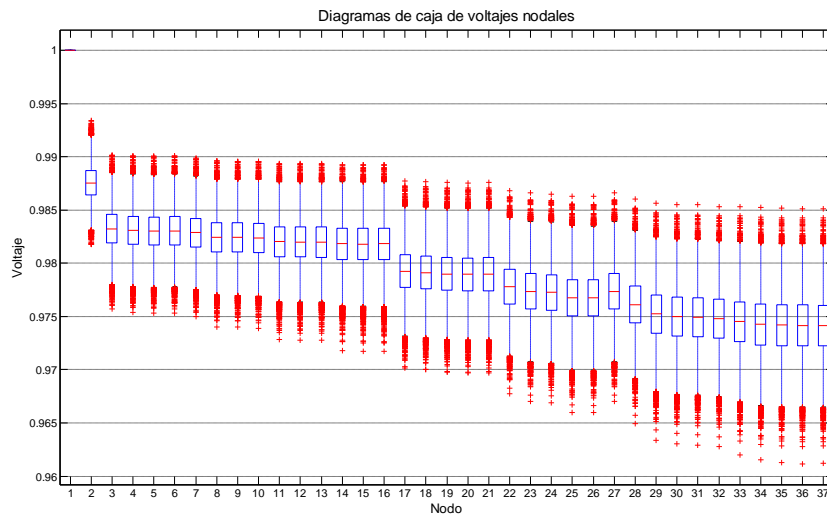


Figura 4.8. Perfil de voltaje de la red de prueba ilustrado con diagramas de caja.

Es de esperar que si se introduce GD en cualquier nodo intermedio el perfil de voltaje cambie y esto introduce un serio cambio en las magnitudes de los flujos de

potencia. Si en el ejemplo de la figura Figura 4.3 se introduce un GD en el nodo 734 con una distribución normal que aporte un promedio del 25% de la demanda, el nuevo perfil de voltaje sería como el mostrado en la Figura 4.9:

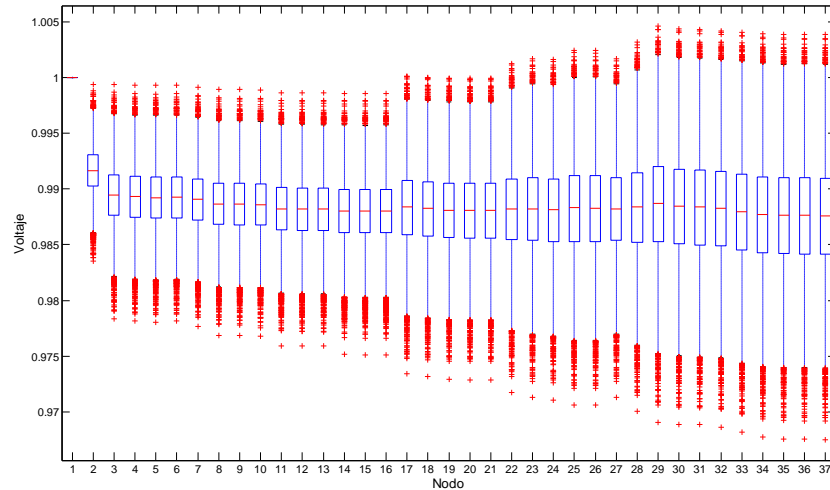


Figura 4.9. Perfil de voltaje de red de ejemplo con GD ilustrado mediante diagramas de caja.

El efecto de la GD sobre las distribuciones de probabilidad del porcentaje de pérdidas (obtenidas usando Newton-Raphson) se puede ver en la siguiente figura:

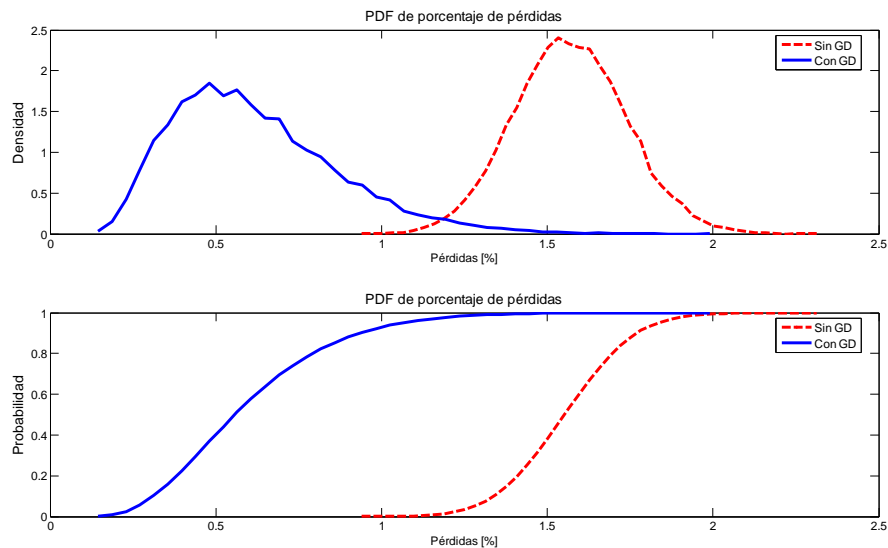


Figura 4.10. PDF y CDF de pérdidas de red de prueba.

Aunque en el ejemplo mostrado con un 25% de GD las pérdidas se reducen, no se puede afirmar que en general las pérdidas disminuyen al aumentar la participación de

la GD. Si se hace variar la GD total en relación a la demanda total, los valores de pérdidas cambian esto se muestra en los diagramas de caja a continuación:

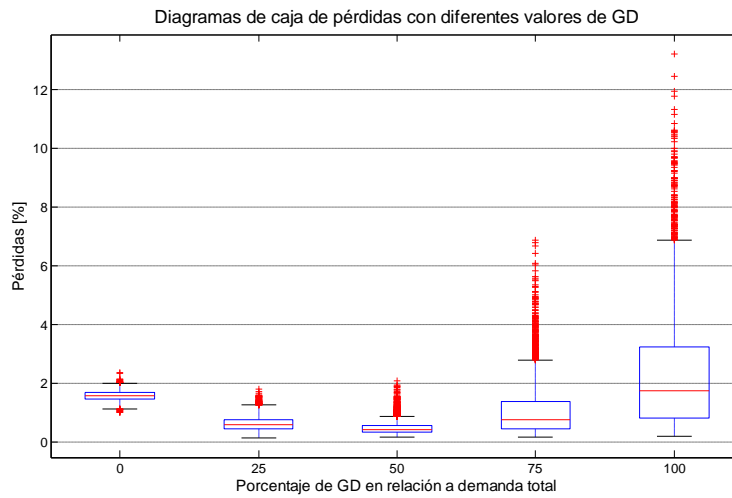


Figura 4.11. Diagramas de caja de muestras con diferentes valores de GD.

En la gráfica anterior se puede observar que existe un límite a partir del cual la potencia aportada por un generador distribuido produce una reducción en las pérdidas de la red, superado ese punto las pérdidas incrementan. El efecto en el perfil de voltaje con el generador en distintas ubicaciones se puede apreciar en la siguiente figura (ver Anexo D para nodos correlativos):

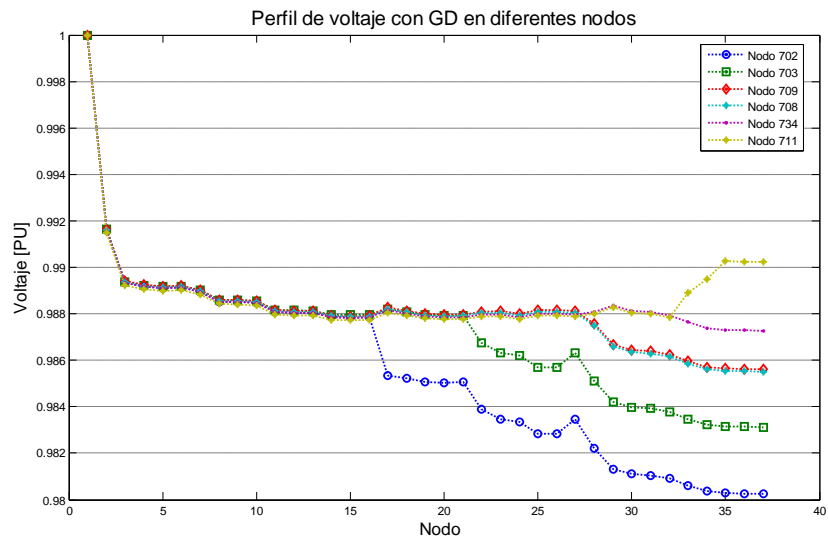


Figura 4.12. Gráfica del perfil de voltaje de la red al conectar el GD en diferentes nodos.

En la gráfica anterior se puede apreciar que si el valor de GD es el 25% de la demanda total y este se ubica en diferentes nodos, se podrá verificar cómo esto tiene un efecto sobre las pérdidas, lo que ocurre debido a los cambios en el perfil de voltaje de la red así como por la distancia que los flujos aportados por el GD tiene que recorrer. En la siguiente gráfica se resume a través de diagramas de caja el efecto que tiene sobre la distribución de los valores de pérdidas la ubicación de la GD dentro de la red.

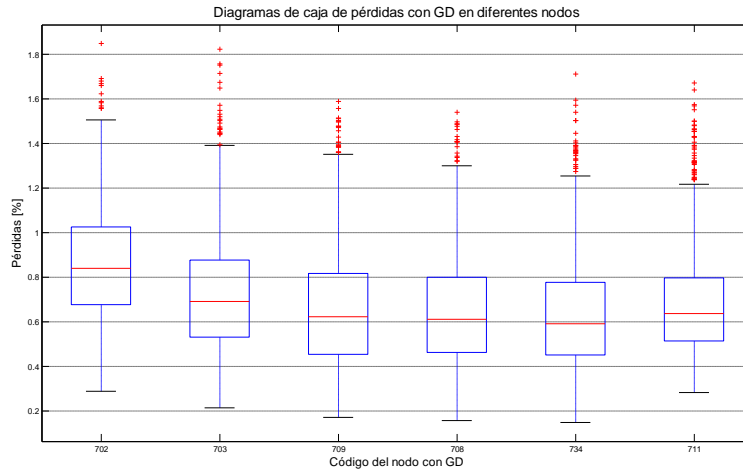


Figura 4.13. Diagramas de caja de pérdidas al variar la ubicación del GD.

4.10 CONCLUSIONES

Las técnicas de FDCP que se basan en el teorema del límite central para poder aplicar la convolución pueden producir resultados incorrectos, debido a que las pérdidas no tienen una distribución normal. Para construir la PDF de una variable como esta, que se obtiene de operaciones no lineales, se debe hacer uso de medios alternativos como un muestreo que permita obtener sus curvas de probabilidad.

Al comparar los resultados del método probabilista de Monte Carlo usando los coeficientes de sensibilidad variable con los obtenidos del modelo exacto en la red prueba de 37 nodos, se pudo apreciar que el primero produce una buena aproximación de los valores esperados obtenidos con el segundo método.

5. ANÁLISIS PROBABILISTA DE RED REAL

5.1 INTRODUCCIÓN

El propósito de este capítulo es aplicar métodos probabilistas de flujo de carga para determinar la PDF de las pérdidas de una red de distribución real, mostrando las diferencias en esta variable como producto de la presencia de GD.

El alimentador analizado consta de cientos de nodos con miles de consumidores de diferentes tipos de los cuales se conoce su consumo de energía. Se han empleado curvas típicas de perfil diario de carga para cada categoría de consumidor para poder estimar la demanda de potencia promedio.

Las técnicas de FDCP implementadas son Monte Carlo usando Newton-Raphson y el método de coeficientes de sensibilidad variables. Además, debido al tamaño de la red estudiada, esta se ha simplificado reduciéndola a un alimentador principal; para ello se suman las demandas nodales concentrándolas en distintos puntos de la red, manteniendo un alimentador donde se estima ocurre la mayor variación en los flujos de potencia al introducir generación distribuida.

5.2 CARACTERÍSTICAS DE RED DE DISTRIBUCIÓN ANALIZADA

La red real analizada consta con más de ocho mil usuarios de diferentes categorías tarifarias, de los cuales se conoce su consumo mensual de energía. Esta energía se usa para calcular potencia media nodal durante cada hora, los datos obtenidos se agrupan en un solo arreglo por nodo, para el cual se calcula la PDF de demanda y GD. Con estas PDF se aplican los métodos probabilistas de Monte Carlo y de CSV. Un esquema de la red de distribución analizada se puede ver en la Figura 5.2, mientras que un resumen con los parámetros más importantes se puede hallar en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Detalles de la red.

PARÁMETRO	VALOR
Número de nodos	569
Número de ramas	568
Topología de operación	Radial
Generadores distribuidos	1
Nodos de consumo	377
Número de fases	3

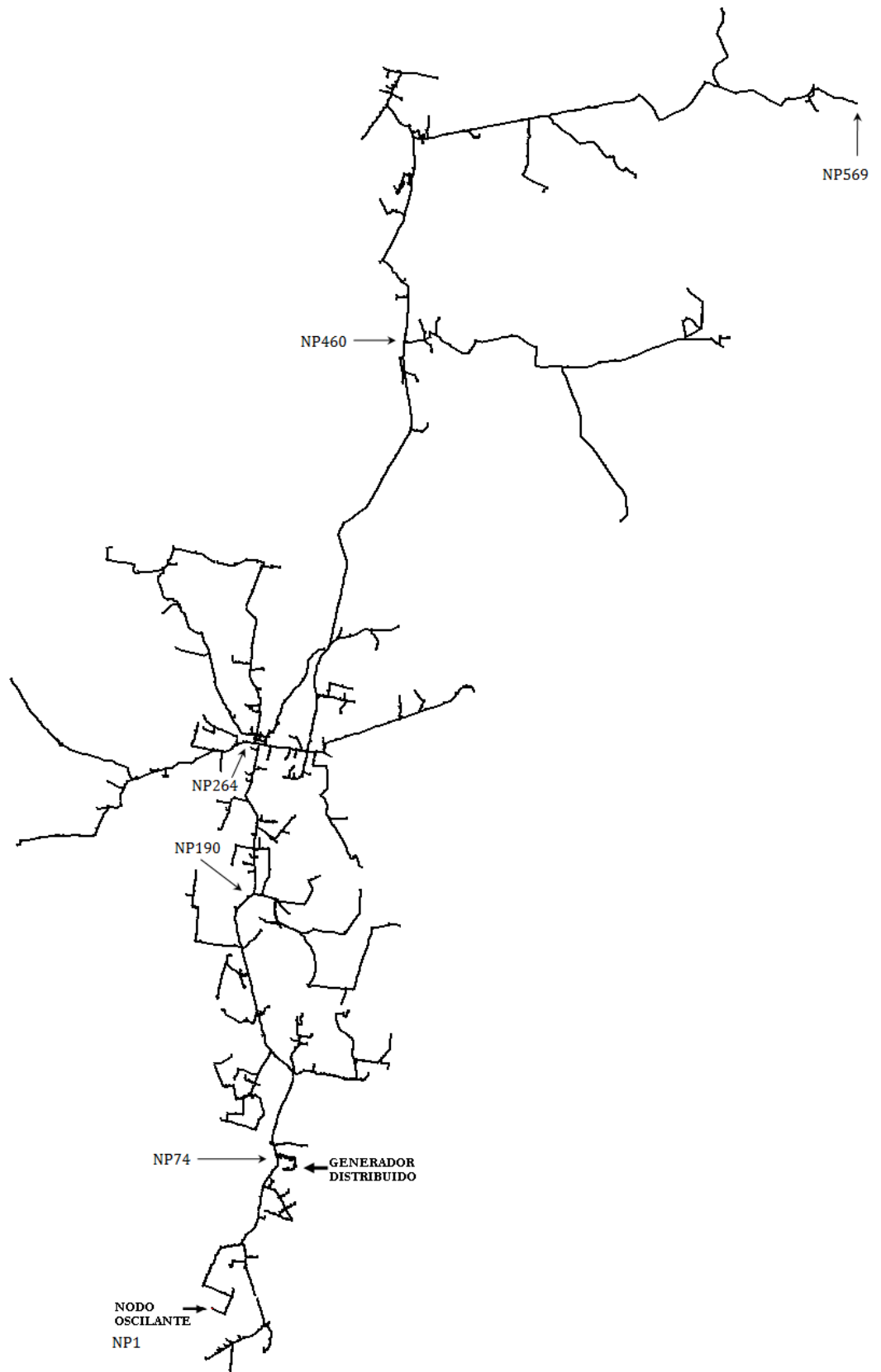


Figura 5.1. Vista esquemática de red de distribución analizada.

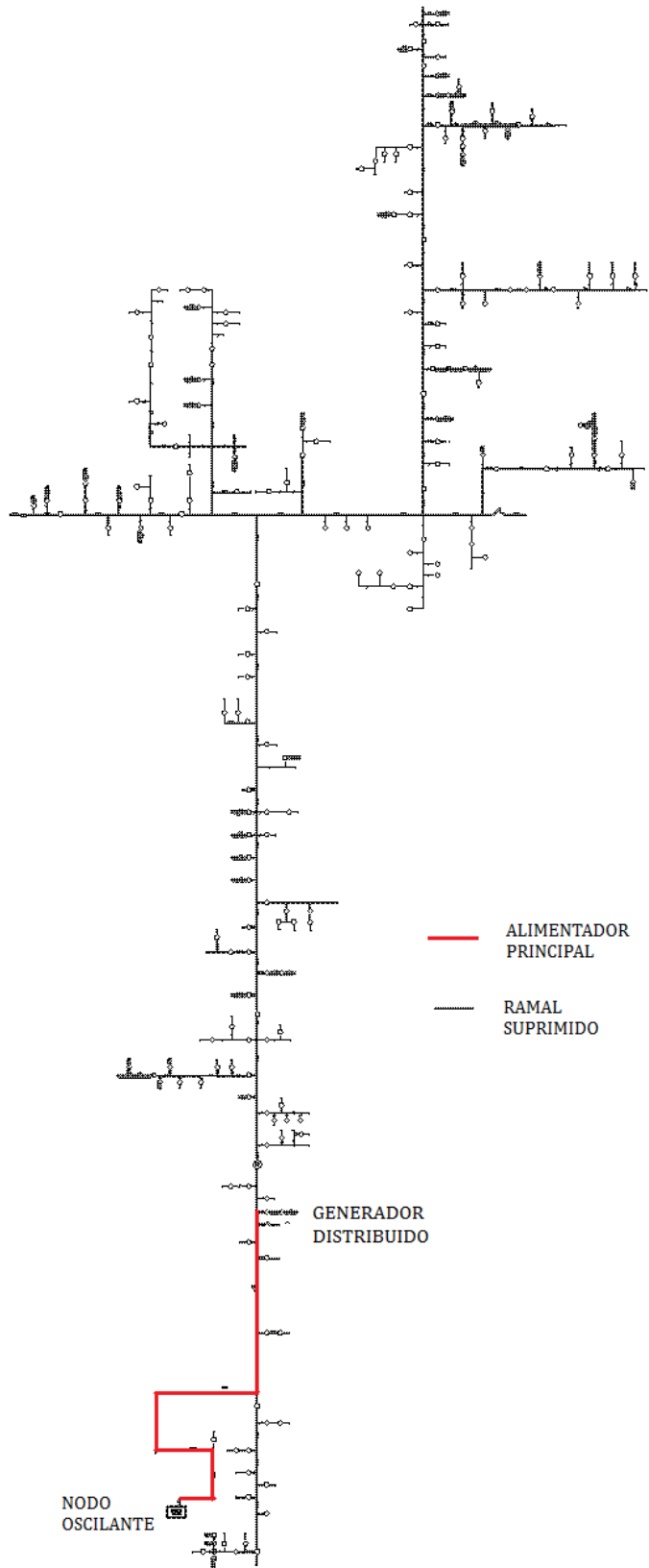


Figura 5.2. Esquema unifilar de alimentador estudiado.

Aun cuando la red es trifásica, no se dispone de información sobre las fases a las que está conectada cada carga, por lo que se asume un sistema balanceado. Al asumir esta propiedad puede realizarse un análisis monofásico de las **pérdidas de media tensión**, estas son sólo parte de las pérdidas reales de las redes de distribución, pues en la práctica buena parte de las pérdidas ocurren en las líneas de baja tensión. Ya que las PDF obtenidas corresponden a las mismas variables aleatorias, se puede esperar que el comportamiento probabilístico de las pérdidas de baja tensión sea semejante a al de las pérdidas de media tensión, si bien ambas distribuciones pueden diferir en las magnitudes (media y rango).

La diferencia en el impacto de la GD en un nivel de voltaje con respecto a otro se debe a que los cambios en las pérdidas de la red de media tensión son causados en mayor medida por la variación ocasionada en los flujos de potencia (gracias a la potencia inyectada por el generador), mientras que los cambios en las pérdidas de baja tensión se dan por la variación del voltaje al que el transformador de MT/BT está conectado. Evidentemente el impacto en la subred de baja tensión donde haya un generador distribuido será mayor, debido a que también será directamente afectado por el cambio en los flujos de potencia.

Como ocurre en el caso del alimentador analizado, no siempre resulta factible agregar detalles de la parte de baja tensión de la red al sistema, debido a que al incluir los transformadores reductores y los detalles de los ramales se incrementaría significativamente el tamaño de la red a simular, lo cual no es deseable pues el proceso de muestreo necesario en los distintos métodos probabilistas se vuelve lento.

Por otro lado, dado que los datos disponibles de la red son de energía consumida para cada usuario, se deben realizar cálculos para determinar la potencia instantánea promedio, de forma que se pueda efectuar el análisis de flujo de carga. Con este propósito se asume que cada día del mes un usuario consume cantidades iguales de energía, este valor se multiplica por un factor de consumo horario asociado para determinar la potencia promedio durante una hora, para más detalles consulte el Anexo E.

La distribución de probabilidad y la función amulada (CDF) de la demanda y del generador distribuido se muestra en la Figura 5.3. En la PDF del generador mostrada se han eliminado los escenarios cuando este no aporta a la red, correspondientes al 19.3% de los datos; la PDF completa del GD está compuesta por los escenarios con $GD=0$ y $GD>0$ (la potencia mínima inyectada es 14kW). Puede notarse que se presentarán algunos escenarios en los que el GD aporte toda la potencia que la red demande. De hecho, entre los datos de la muestra tomada para construir la PDF el escenario de inyección a los niveles superiores de voltaje es bastante frecuente.

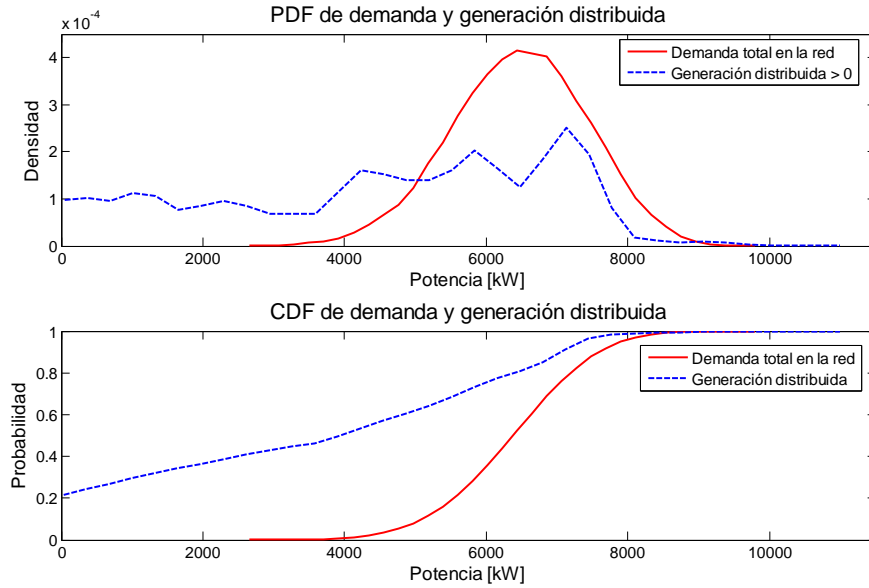


Figura 5.3. PDF y CDF de generador distribuido presente en red de distribución.

El siguiente perfil de demanda de la red muestra qué proporción de la potencia demandada consume en promedio cada nodo (donde el *nodo 1* es el punto de interconexión con la red de transmisión):

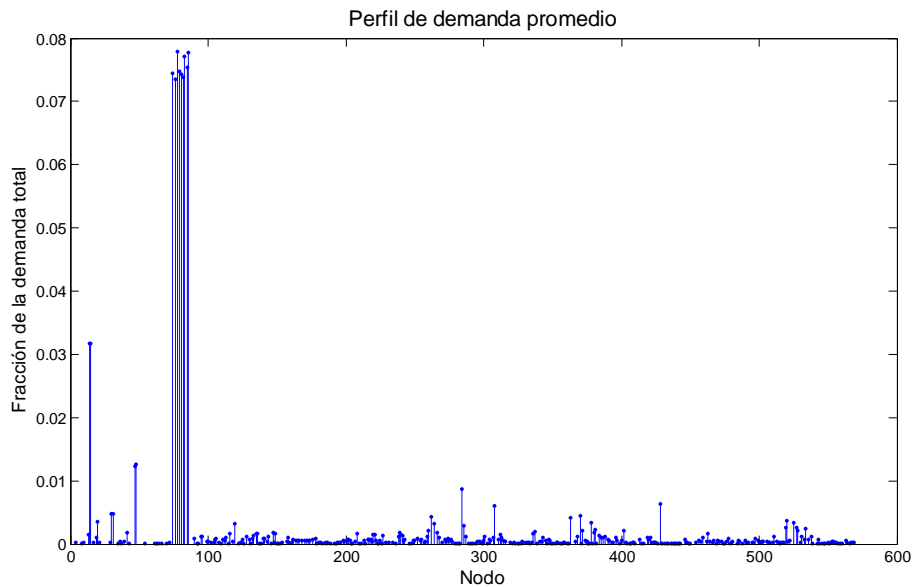


Figura 5.4. Demanda promedio de cada nodo.

La gráfica anterior permite resaltar los puntos donde está la mayor parte de la demanda en la red. Se puede considerar que resulta conveniente que los nodos con mayor demanda estén más cerca del punto de interconexión con la red de

transmisión, ya que de esta manera los mayores flujos de potencia recorran poca distancia y sí las pérdidas que ocasionarán serán menores que si estuvieran *lejos* del nodo oscilante.

5.3 SIMPLIFICACIÓN DE ALIMENTADOR

Una versión reducida del alimentador real ha sido necesaria en vista del elevado número de nodos de la red real, lo que se traduce una ejecución lenta de los métodos de flujo de carga.

Para realizar la simplificación se ha procurado mantener las ramas en las que se espera un mayor cambio en los flujos de carga con la presencia de GD, esto implica mantener la troncal que une el nodo oscilante con el nodo de GD, lo que significa eliminar las ramas aguas abajo del generador distribuido.

Esta operación está basada en el hecho que la mayor parte del cambio en las pérdidas (respecto a un escenario sin GD) estará dado por el cambio en los flujos de potencia aguas arriba del nodo NP74 (rama 73) ocasionados debido a la inyección deGD; por otro lado, las variaciones en las pérdidas de las ramas aguas abajo estarán determinadas por los cambios en el voltaje (lo que a su vez ocasionará cambios en los flujos de potencia). Para poder realizar la reducción de la red, es necesario un análisis preliminar en el que se simule la demanda media en cada nodo para determinar la fracción de pérdidas aportada por cada rama, obteniendo una gráfica como la siguiente:

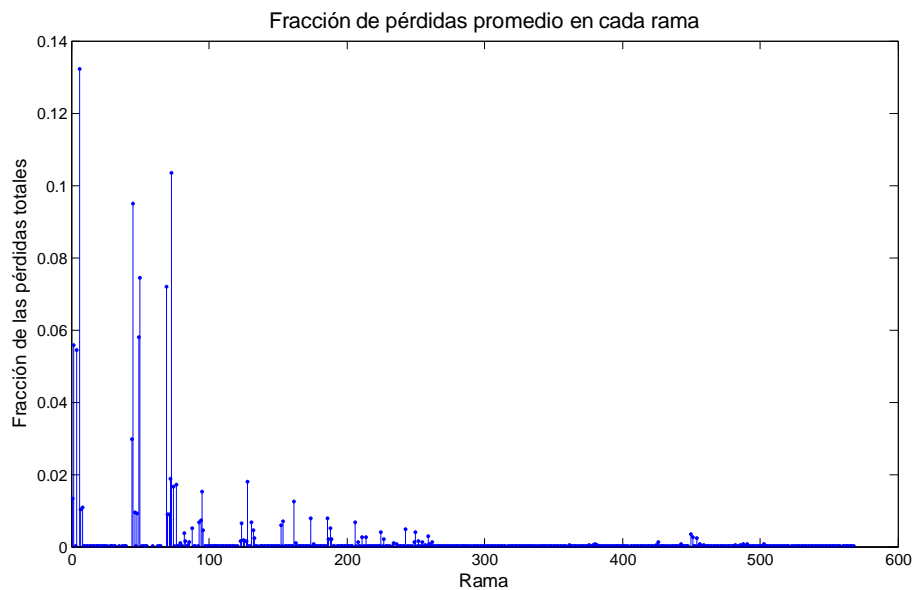


Figura 5.5. Promedio de la fracción de pérdidas originada en cada rama.

A partir de la gráfica anterior se puede construir un perfil de pérdidas acumuladas para determinar la proporción aguas abajo del nodo con GD, como se muestra a continuación:

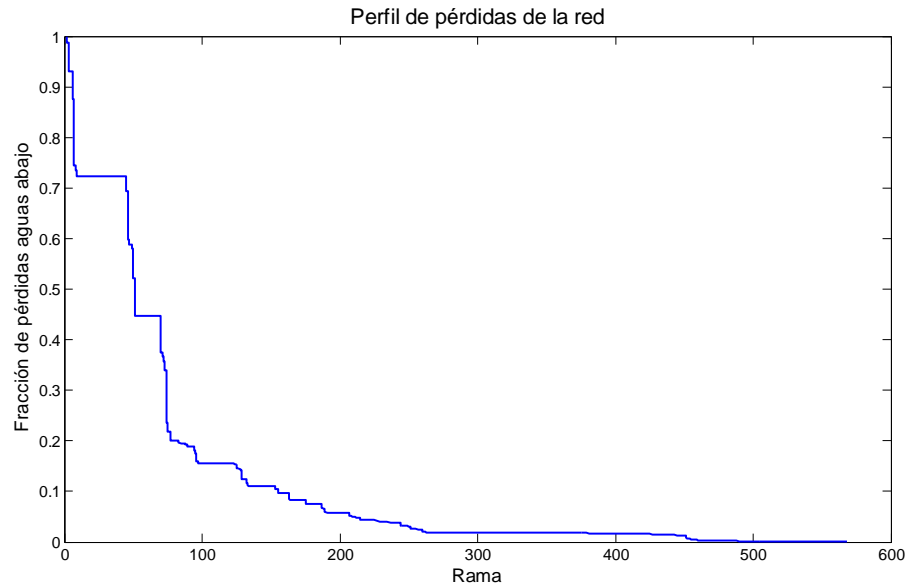


Figura 5.6. Perfil de pérdidas acumuladas de la red.

Aunque una buena proporción de las pérdidas (19.3%) de la red ocurren en la parte aguas abajo del generador distribuido (ver Figura 5.2 para observar esa sección de la red), se puede esperar que el impacto de su aporte de potencia sea más sensible en la región aguas arriba de él, debido a que la demanda total en *la región aguas abajo sigue teniendo exactamente el mismo comportamiento probabilístico con o sin GD*, lo único que cambia es la *distancia recorrida* por los flujos de potencia desde la fuente, así como el voltaje al que cada nodo se ve sometido.

Grandes ramales han sido simplificados y su demanda total instantánea sumada en diferentes “súper nodos”. Algunos nodos se han conservado aunque no tengan carga debido a cambios del calibre de los conductores. En la Figura 5.7 puede verse la configuración del alimentador resultante de la simplificación.

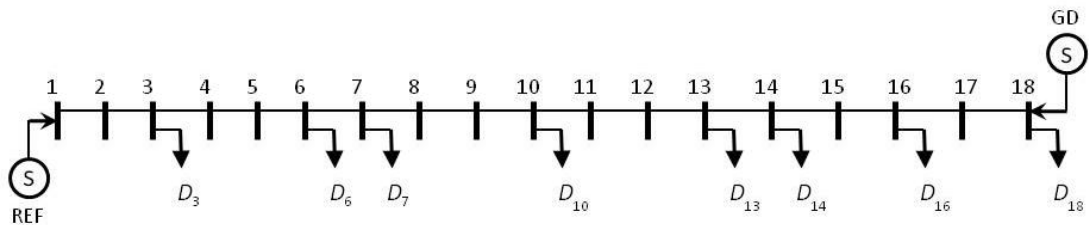


Figura 5.7. Esquema de alimentador real reducido a 18 nodos.

5.3.1 RELACIÓN ENTRE PÉRDIDAS DE RED COMPLETA Y RED SIMPLIFICADA

Las pérdidas de la red simplificada son por lo general menores que las pérdidas reales que ocurren en la red completa. Esto se puede observar al simular una misma muestra de valores de demanda, como puede apreciarse en la siguiente gráfica:

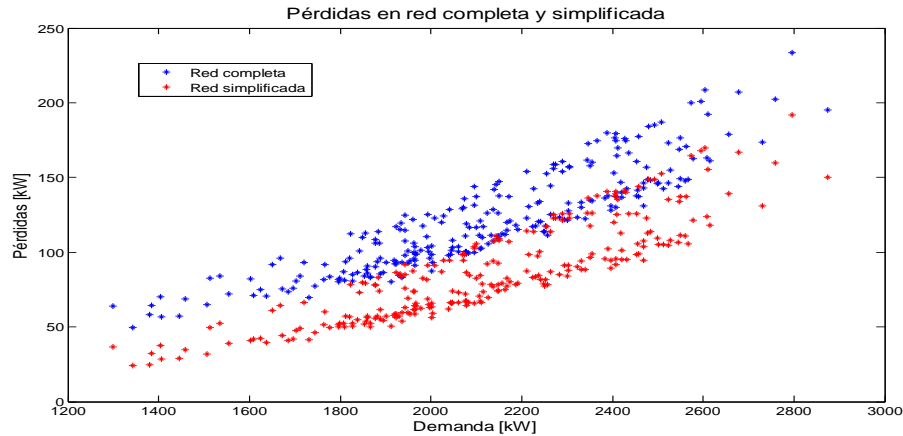


Figura 5.8. Dispersión de pérdidas de potencia en red real completa y simplificada.

Como puede observarse las pérdidas de la muestra difieren de una red a otra. Sin embargo, desde un punto de vista probabilista interesa que ambas muestras tengan la misma distribución de probabilidad, de modo que una predicción puntual exacta no es lo más relevante, pero no por ella deja de ser importante la exactitud de la misma. Lo que se debe busca es una aproximación lo más cercana al valor real de pérdidas, pero aun cuando esta no se alcance se pretende que las distribuciones de probabilidad real y aproximada sí sean semejante, aun cuando haya un margen de error razonable e inevitable.

Una ecuación que relacione las pérdidas de la red simplificada y la red completa puede encontrarse con un margen de error razonablemente bajo; esta ecuación se puede determinar usando regresión polinomial para relacionar las pérdidas de una red y otra, obtenidos para una misma muestra de valores de generación y demanda nodal. En la práctica esta muestra no requiere ser tan grande como una destinada a obtener la PDF de pérdidas, de modo que el uso del modelo exacto sobre la red completa resulta viable y de hecho es ineludible.

La muestra se puede obtener de dos maneras:

- a) De forma **aleatoria**: Usando las PDF de demanda y generación en cada nodo.
- b) De forma **determinista**: Dividiendo el rango de la demanda total en intervalos iguales y obteniendo las pérdidas en cada intervalo, usando la misma técnica

que se emplea para calcular las *pérdidas esperadas* de método probabilista de CSV.

El grado del polinomio debe ser tal que permita obtener el mejor ajuste de los valores de pérdidas de red reducida versus pérdidas de red completa. Usando MATLAB el proceso para determinar ese polinomio es rápido y sencillo. De esta manera, la ecuación encontrada fue la siguiente:

$$y = m_4x^4 + m_3x^3 + m_2x^2 + m_1x + m_0 \quad (5.1)$$

$$m_4 = -5.794480 * 10^{-8} \quad m_3 = 2.4590428 * 10^{-5} \quad m_2 = -0.002991$$

$$m_1 = 1.144925 \quad m_0 = 32.719961$$

En la Figura 5.9 se puede observar las pérdidas obtenidas al simular una misma muestra aleatoria de valores de demanda y generación en la red simplificada y completa, además se presenta la función polinomial que relaciona las pérdidas de ambas redes.

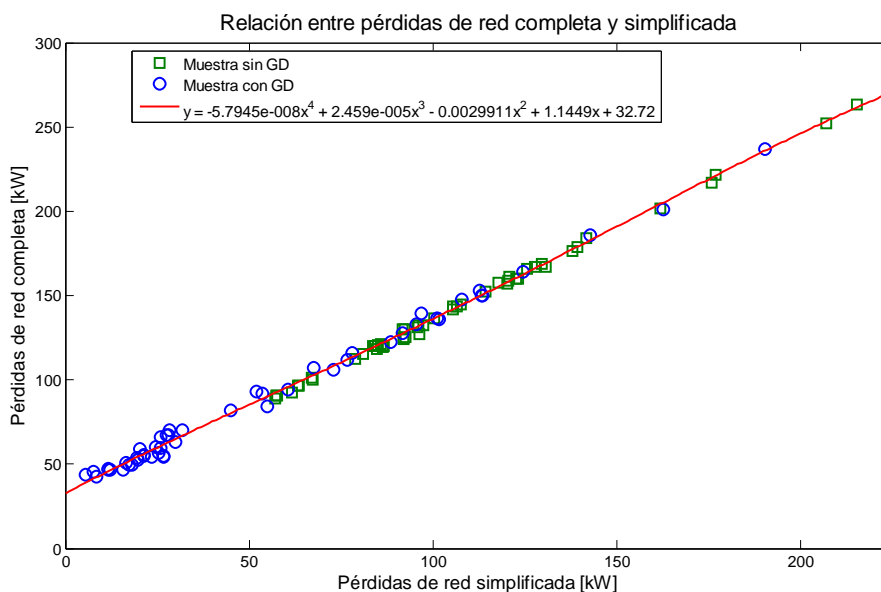


Figura 5.9. Relación entre porcentaje de pérdidas de red simplificada y completa.

Cabe mencionar que el polinomio encontrado sólo es válido para el rango de pérdidas cubierto por la muestra (10 a 200 kW) y únicamente para la versión simplificada de la red de la Figura 5.7, una simplificación distinta llevaría a otra ecuación. El valor de m_4 sugiera pérdidas mínimas de 32.72kW cuando en realidad las pérdidas tienden a ser cercanas a cero, por lo que puede esperarse que el cálculo de

pérdidas reales aproximadas usando la ecuación (5.1) produce con un margen error razonable para valores de pérdidas de la red reducida cercanos a cero. Sin embargo, en la región donde ocurren los datos con mayor frecuencia la predicción es buena. Para valores menores a 10kW puede usarse una predicción a través de un polinomio encontrado usando una técnica determinista.

5.4 RESULTADOS DE SIMULACIONES

El método de Monte Carlo con las ecuaciones exactas del flujo de carga de Newton-Raphson ha sido implementado usando tanto la red real como una versión simplificada de la misma. Usando un microprocesador AMD Turion X2 Dual Core de 2.2 GHz la ejecución de un flujo de carga sobre la red real consume un tiempo relativamente grande (10 segundos), de modo que la simulación de una muestra de datos de demanda y generación resulta ineficiente, a pesar de ello se han simulado algunas muestras con GD y sin ella para poder comparar los resultados obtenidos con otros métodos.

El uso de la red simplificada o reducida solventa en parte el problema del coste en tiempo de ejecución, aunque agrega inexactitud a los resultados. El tiempo de ejecución de un flujo de carga determinista en esta red es de 7.2 milisegundos, si bien los valores de pérdidas obtenidos son menores a los reales, por lo cual se debe usar una ecuación que relacione las pérdidas de la red simplificada con los de la completa para encontrar la PDF estimada de pérdidas de esta última.

Por otra parte, se usa la técnica de CSV para determinar las pérdidas directamente sobre la red completa, para esto se realiza una serie de procedimientos de muestreo determinista previos, lo cual tiene un costo en tiempo de ejecución que depende del número de nodos de consumo en la red. Además, algunos pasos preliminares permiten estimar en base al grado de participación de la GD (con respecto a la demanda total en la red) el impacto que esta tendrá sobre las pérdidas, sin necesidad de realizar todo el proceso de cálculo de los CSV (lo cual consume la mayor parte del tiempo).

5.4.1 RESULTADOS DE ANÁLISIS DE RED COMPLETA

Dos muestras han sido simuladas (con y sin GD) y se han calculado valores de diferentes parámetros estadísticos, como son la mediana, la media y la desviación estándar, así como los valores mínimos y máximos. El tamaño de la muestras es de 1200 simulaciones y lo que ha requerido de 4.5 horas de tiempo de ejecución usando

el **modelo exacto** (Newton-Raphson). El método usado es Monte Carlo con el modelo exacto (Newton-Raphson). En la Figura 5.10 se puede observar la PDF de pérdidas de potencia de la muestra simulada y su función de distribución de probabilidad acumulada.

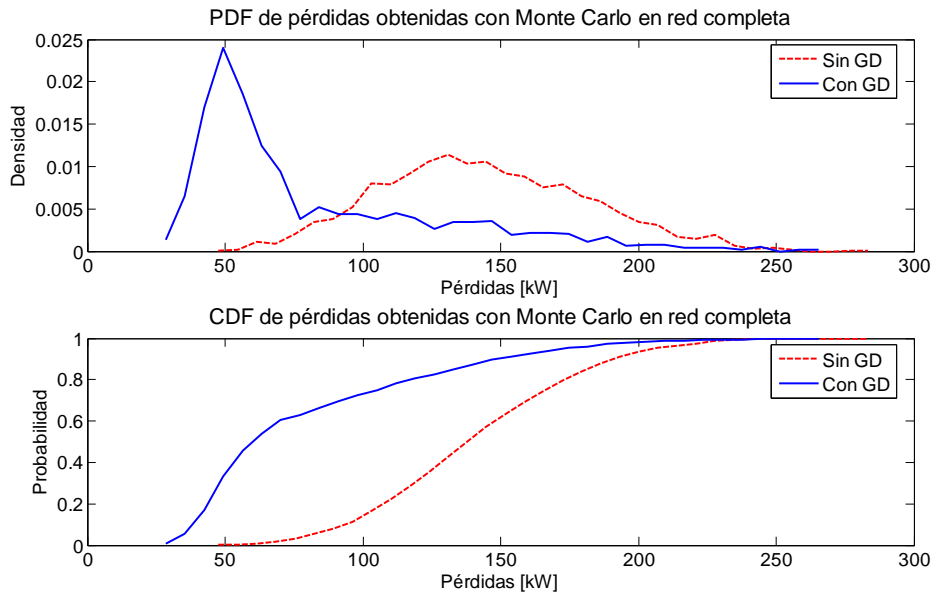


Figura 5.10. PDF y CDF de pérdidas de potencia activa en alimentador real.

A su vez, el porcentaje de pérdidas de cada muestra se presenta en las siguientes gráficas:

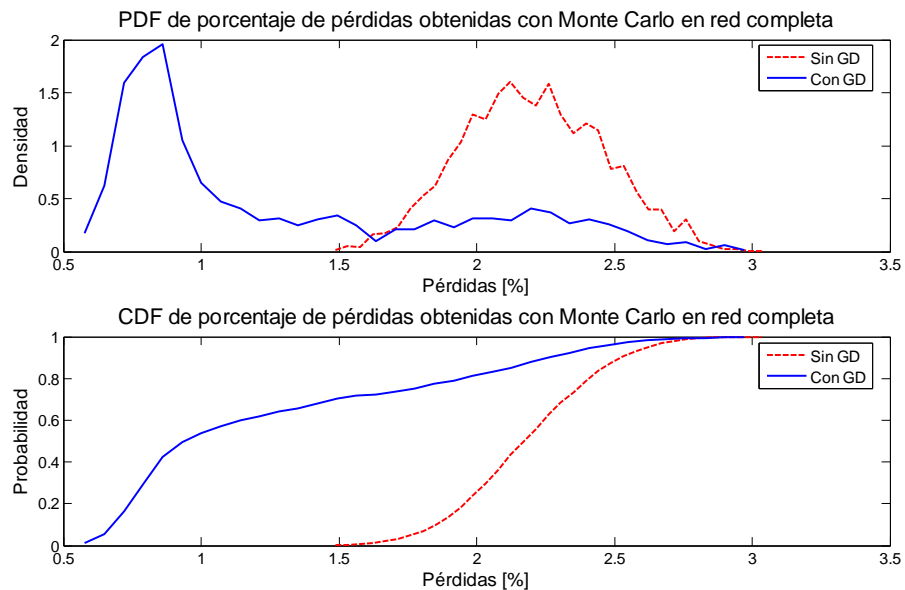


Figura 5.11. PDF y CDF del porcentaje de pérdidas en alimentador real.

Un resumen de las estadísticas de la muestra puede hallar en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Parámetros estadísticos de pérdidas en muestra en red completa.

PARÁMETRO	VALOR SIN GD		VALOR CON GD	
	[kW]	[%]	[kW]	[%]
Mínimo	46.96	1.4817	27.73	0.5719
Máximo	284.11	3.0387	265.99	2.9786
Media aritmética	144.39	2.2051	84.12	1.2939
Mediana	141.78	2.1978	65.32	0.9912
Desviación estándar	36.63	0.2529	44.56	0.6031

A partir de los resultados se puede observar que los valores de pérdidas con el GD están concentrados en una región a la izquierda de los valores sin GD, lo que implica una reducción generalizada de esta variable. Además, se presenta un incremento de dispersión en los valores de las pérdidas con la entrada de la GD.

5.4.2 RESULTADOS DE ANÁLISIS DE RED SIMPLIFICADA

Usando la red simplificada es posible simular muestras relativamente grandes de conjuntos de valores de demanda y generación puesto que los resultados se obtienen en tiempos cortos. Estos resultados posteriormente se transforman usando la ecuación (5.1). En las siguientes figuras puede verse cómo la PDF y CDF de pérdidas se desplazan y cambian de forma con la presencia de GD.

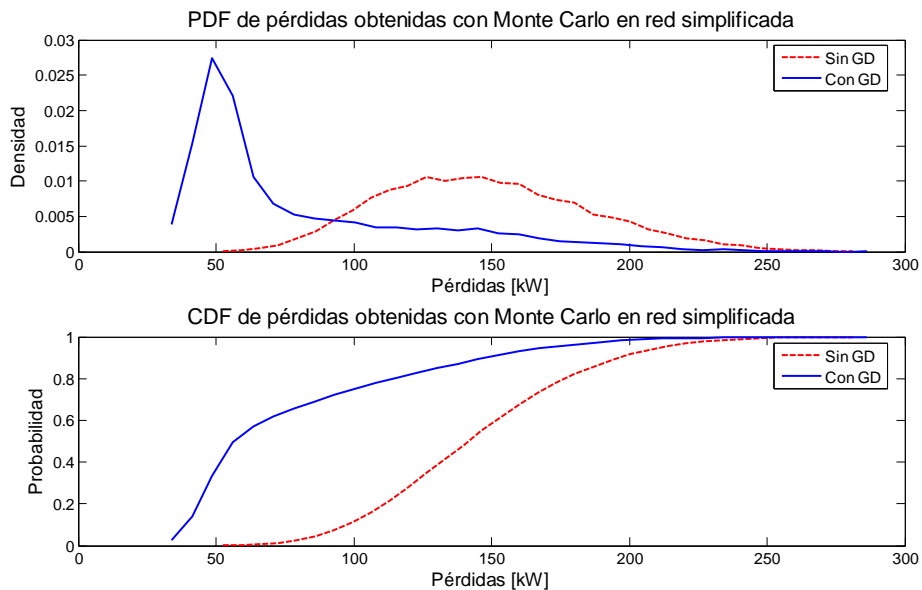


Figura 5.12. PDF y CDF de pérdidas de potencia de red simplificada.

En la Figura 5.12 puede observarse que la distribución de probabilidad de las pérdidas de potencia cambia de forma debido a la presencia de GD, desplazando la región de mayor probabilidad hacia valores menores de pérdidas. De manera similar, en el caso del porcentaje de pérdidas su PDF y CDF presentan un cambio en su forma con la GD y los porcentajes de pérdidas se reducen, esto se puede apreciar en la Figura 5.13.

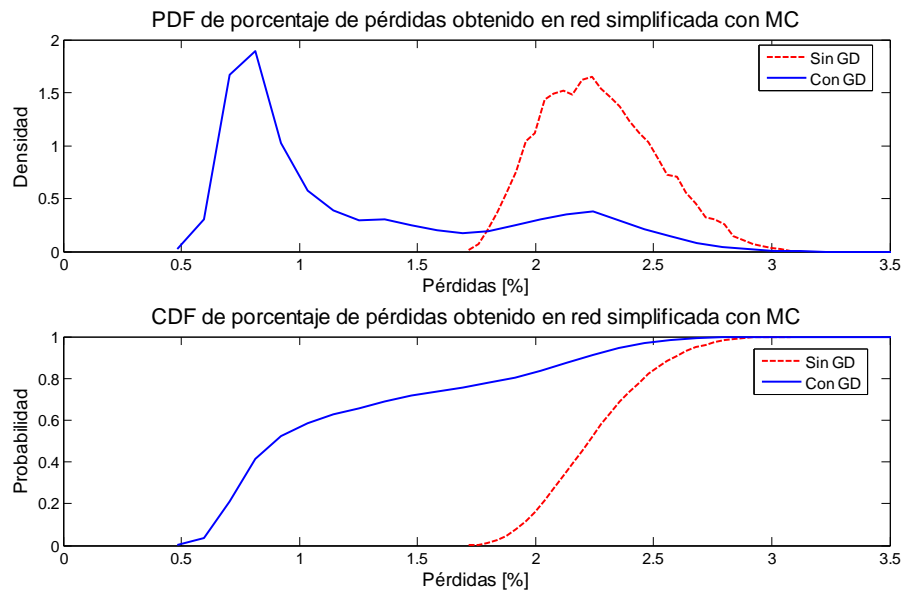


Figura 5.13. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas en red simplificada.

En las tablas se presenta un resumen de los parámetros estadísticos de las muestras de 10,000 simulaciones y tiempo de ejecución igual a 70 segundos.

Tabla 5.3. Parámetros estadísticos de las pérdidas en red simplificada.

PARÁMETRO	VALOR SIN GD		VALOR CON GD	
	[kW]	[%]	[kW]	[%]
Mínimo	51.76	1.7128	33.12	0.4736
Máximo	281.7	3.0833	286.77	4.2288
Media aritmética	148.35	2.2693	82.69	1.2738
Mediana	145.5	2.2494	62.47	0.9799
Desviación estándar	37.06	0.2303	43.27	0.5937

Los resultados obtenidos permiten apreciar el mismo efecto que se había notado en el apartado anterior, en donde ocurre un aumento en la dispersión de los valores de pérdidas (por el aumento en el rango de variación), un cambio de las pérdidas promedio hacia valores menores y una reducción generalizada de las mismas.

5.4.3 RESULTADOS DE ANÁLISIS CON CSV

Esta técnica probabilista no requiere realizar una reducción de la red y se puede aplicar directamente sobre la red completa.

Se debe tener en cuenta que **un proceso de muestreo es requerido para calcular los coeficientes de sensibilidad y construir los polinomios** necesarios para realizar los cálculos de pérdidas que permitan obtener la PDF. Debido a que tal proceso requiere el uso del modelo exacto, el tiempo de la ejecución preliminar de una *primera muestra* será siempre elevado, dependiendo del tamaño de la red analizada (50 minutos en este caso). Para cualquier muestra subsiguiente los coeficientes de sensibilidad y los polinomios ya estarán calculados, de modo que el tiempo de ejecución se reducirá a simplemente aplicar la ecuación (4.57) los datos aleatorios.

La Figura 5.14 muestra la curva de *pérdidas esperadas sin GD* obtenidas mediante *muestreo determinista uniforme*, en el que se aumenta la demanda en cada nodo a intervalos iguales (proporcionales a la demanda de cada nodo), lo cual es un paso preliminar para aplicar la técnica de CSV. Esta curva permite conocer el rango de los valores de pérdidas y cual es su comportamiento general al aumentar la demanda total de la red, pero no la región dentro de la que ocurren estos valores con mayor frecuencia; aunque se espera que en un proceso de muestreo aleatorio los valores se encuentren *en las cercanías* de dicha curva.

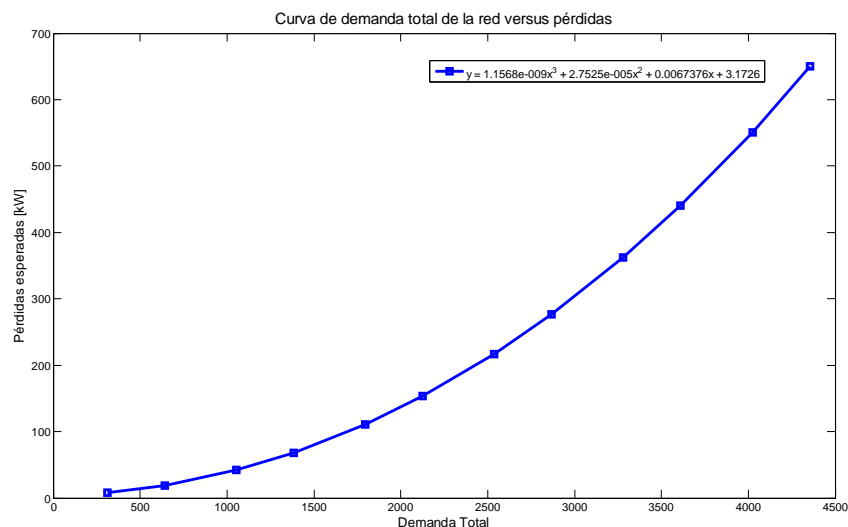


Figura 5.14. Gráfica que muestra curva y polinomio de ajuste a las pérdidas esperadas.

Ahora bien, **diferentes curvas de valores posibles de pérdidas se obtendrán para distintos valores de potencia aportados por un mismo generador distribuido**. Ante esta situación resulta práctico obtener *una sola curva* que permita

determinar el efecto de la GD sobre las pérdidas independientemente de la potencia demandada.

Sea x la proporción de la demanda abastecida por GD y y la relación entre las pérdidas cuando el generador distribuido aporta potencia a la red, con respecto a las pérdidas obtenidas para la misma demanda pero sin GD, entonces:

$$x = \frac{\text{Potencia aportada por GD [kW]}}{\text{Potencia total demanda en la red [kW]}} = \frac{P_{GD}}{P_{DT}} \quad (5.2)$$

$$y = \frac{\text{Pérdidas con GD [kW]}}{\text{Pérdidas sin GD [kW]}} = \frac{L_{GD}}{L_{GD=0}} = f_{GD} \quad (5.3)$$

La relación entre x y y está dada por el siguiente polinomio:

$$y = a_1x^4 + a_2x^3 + a_3x^2 + a_4x + a_5 \quad (5.4)$$

$$a_1 = 0.0087433 \quad a_2 = -0.11043 \quad a_3 = 0.95183 \quad a_4 = -1.5332 \quad a_5 = 1$$

El último término del polinomio debe ser siempre igual a la unidad, lo que significa que las pérdidas cuando la GD no aporta potencia a la red equivalen a escenarios sin GD, donde las pérdidas están dadas únicamente por la demanda. Evidentemente ambos casos representan exactamente la misma situación y eso es lo que refleja el término a_5 en la ecuación (5.4).

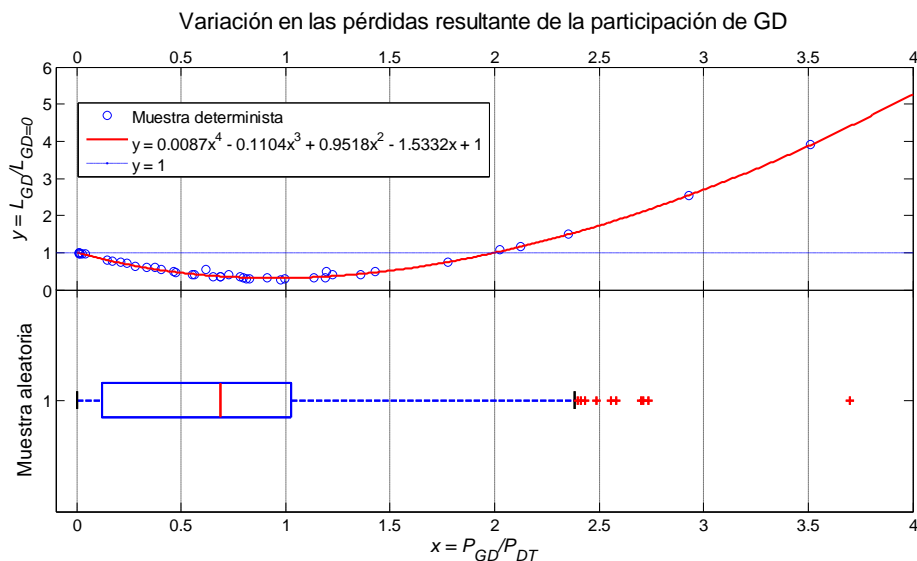


Figura 5.15. Curva de variación de las pérdidas y diagrama de caja participación de GD.

En la parte superior de la Figura 5.15 se muestra la curva de x vs y , a la que se le llamará **curva de impacto de GD**, la cual permite estimar cuánto afecta la

participación de la GD las pérdidas. Esta curva se ha construido con una muestra determinista y toma en cuenta todo el rango posible de valores tanto de la demanda como de la GD, haciendo un cruce de variables para contemplar los diferentes escenarios de demanda combinados con distintos valores de GD.

El diagrama de caja de la Figura 5.15 permite observar que en la práctica los valores de x que se obtendrían de una muestra aleatoria estarán dispersos en una región donde la GD reduce las pérdidas de la red. De acuerdo ese diagrama, los valores de pérdidas podrían ser aun inferiores si se consigue que los límites del primer y tercer cuartil de x se desplacen más cerca del **punto más bajo de la curva**, el cual **indica el mínimo valor de pérdidas que se puede obtener con el generador distribuido que ya está conectado y operando en un punto específico de la red** indicado en la Figura 5.1.

El valor mínimo de pérdidas que el generador distribuido puede producir, independientemente de la distribución de probabilidad de su aporte de potencia, se puede determinar usando optimización sobre el polinomio encontrado, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \frac{dy}{dx} &= 4a_1x^3 + 3a_2x^2 + 2a_3x + a_4 = 0 \\ x &= 0.9454 \end{aligned} \tag{5.5}$$

Sustituyendo en la ecuación (5.4):

$$\begin{aligned} y_{min} &= a_1(0.92725)^4 + a_2(0.92725)^3 + a_3(0.92725)^2 + a_4(0.92725) + a_5 \\ y_{min} &= 0.3149 \end{aligned}$$

Esto significa que el punto mínimo de pérdidas para una demanda dada se obtiene cuando la potencia aportada por el generador distribuido instalado representa el 94.5% de la demanda de toda la red y en ese punto las pérdidas son 68.5% menores que las pérdidas sin GD. Además, usando la ecuación (5.4) se puede hallar el rango dentro del cual el generador reduce las pérdidas en la red, esto corresponde al conjunto donde $x = \{x \in \mathbf{R}^+ / y \leq 1\}$, lo que implica encontrar las raíces reales de la ecuación:

$$a_1x^4 + a_2x^3 + a_3x^2 + a_4x = 1 \tag{5.6}$$

Así se puede determinar que los límites de participación de la GD que producen disminución en las pérdidas son 0 y 200% de la demanda.

Por la parte probabilista, la PDF y CDF de pérdidas obtenidas con este método se muestran en la Figura 5.16.

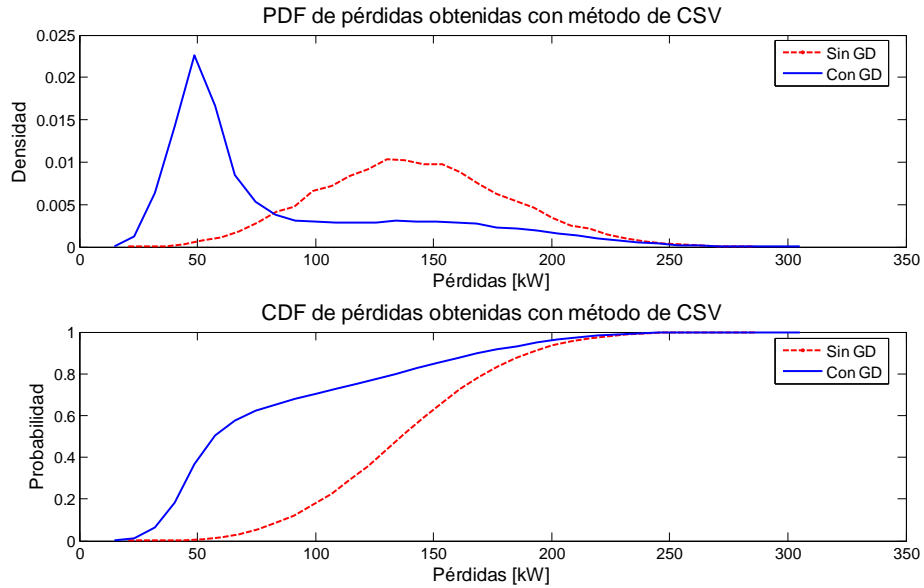


Figura 5.16. PDF y CDF de pérdidas de potencia obtenidas usando método de FDCP-CSV.

La distribución de probabilidad el porcentaje de pérdidas obtenidas con la técnica de CSV y su función acumulada de probabilidad se muestran en la siguiente figura:

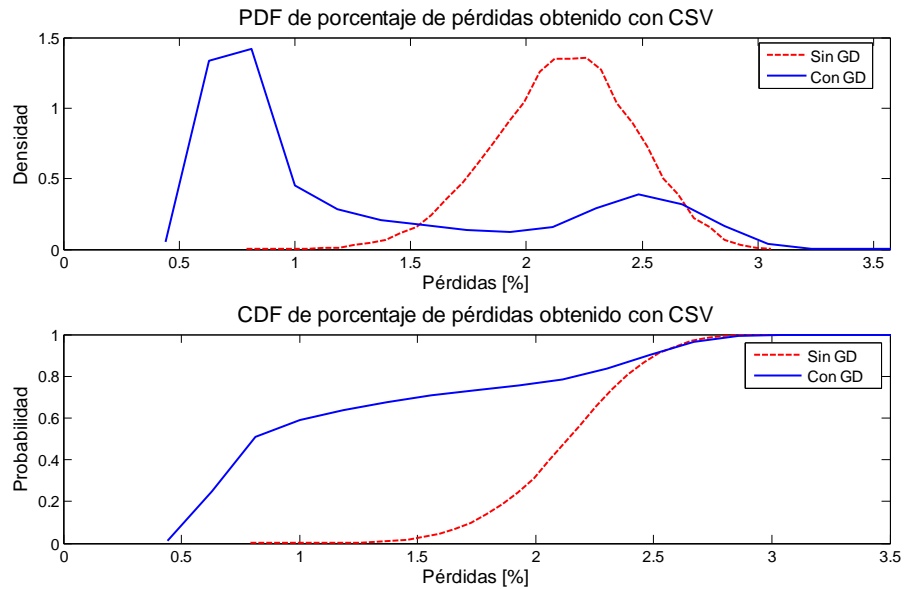


Figura 5.17. CDF de porcentaje de pérdidas obtenidas usando método de FDCP-CSV.

En la tabla 5.4 se resumen las estadísticas de los datos obtenidos con el método de CSV.

Tabla 5.4. Parámetros estadísticos de pérdidas obtenidas con método de FDCP-CSV.

PARÁMETRO	VALOR SIN GD		VALOR CON GD	
	[kW]	[%]	[kW]	[%]
Mínimo	23.32	0.8467	13.16	0.4773
Máximo	288.77	3.1177	305.75	4.3203
Media aritmética	141.93	2.1619	88.688	1.3639
Mediana	140.46	2.1753	63.167	0.9557
Desviación estándar	38.67	0.2913	52.97	0.7428

Puede notarse que en general las pérdidas obtenidas con este método tienen el mismo comportamiento que las obtenidos en los dos apartados anterior, en los que se usó la red completa y la versión simplificada de la misma, pero resolviendo el problema del flujo de carga con Newton-Raphson.

5.4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se presenta una combinación de las diferentes curvas producidas con los diversos métodos implementados, lo que permitirá comparar resultados y apreciar su grado de exactitud.

Las PDF y PDF de pérdidas sin GD con los distintos métodos implementados son las siguientes:

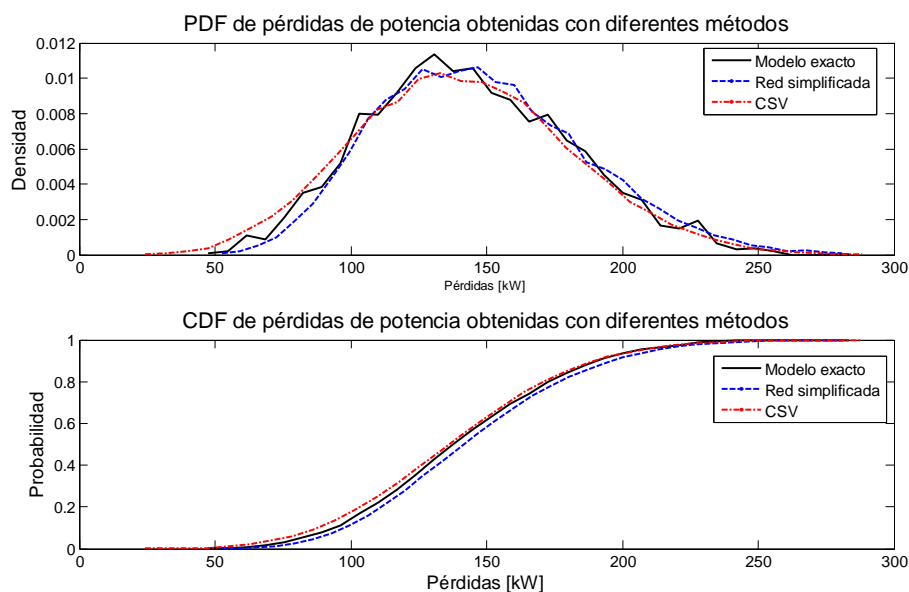


Figura 5.18. PDF y CDF de pérdidas obtenidas con diferentes métodos probabilistas.

Algunas diferencias pueden observarse entre las distintas PDF entre red completa y simplificada, esto se hace más evidente en el caso del porcentaje de pérdidas en ausencia de GD, como se muestra en la siguiente figura:

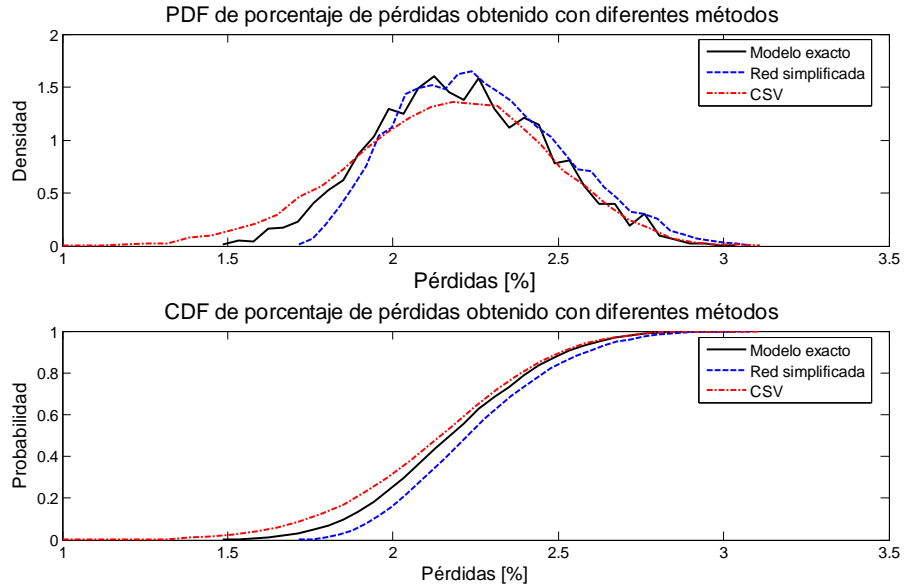


Figura 5.19. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas obtenidas con métodos probabilistas.

En la Figura 5.19 se puede apreciar una ligera diferencia en la estimación del porcentaje de pérdidas usando la red simplificada, comparado con los valores que se obtienen en la red completa, esto se debe a que al realizar dividir las pérdidas entre la demanda el error presente en los resultados se propaga. La CDF permite observar que el margen de error de los valores obtenidos de aplicar Newton-Raphson en la red reducida y la técnica de CSV son mayores en la primera mitad de los datos (cuando las pérdidas son bajas), si se toma como la respuesta buscada las pérdidas de la red completa obtenidas de aplicar el modelo exacto.

En general, las predicciones de los métodos más rápidos en su ejecución (reducción de red y CSV) tienen un mayor grado de exactitud para determinar el valor de las pérdidas de potencia que el porcentaje de pérdidas.

Ahora bien, los resultados de pérdidas obtenidos con GD en el nodo NP74 se muestran en la Figura 5.20 y Figura 5.21. Rápidamente se puede notar que los resultados obtenidos con la técnica de CSV pierden exactitud en algunas regiones de la CDF de pérdidas, lo que se traslada al porcentaje de pérdidas, como un error presente en la dispersión de los datos. Aunque la forma de la PDF obtenida con los CSV es la misma, esta se encuentra a otra escala con respecto las PDF obtenidas de la aplicación de Newton-Raphson.

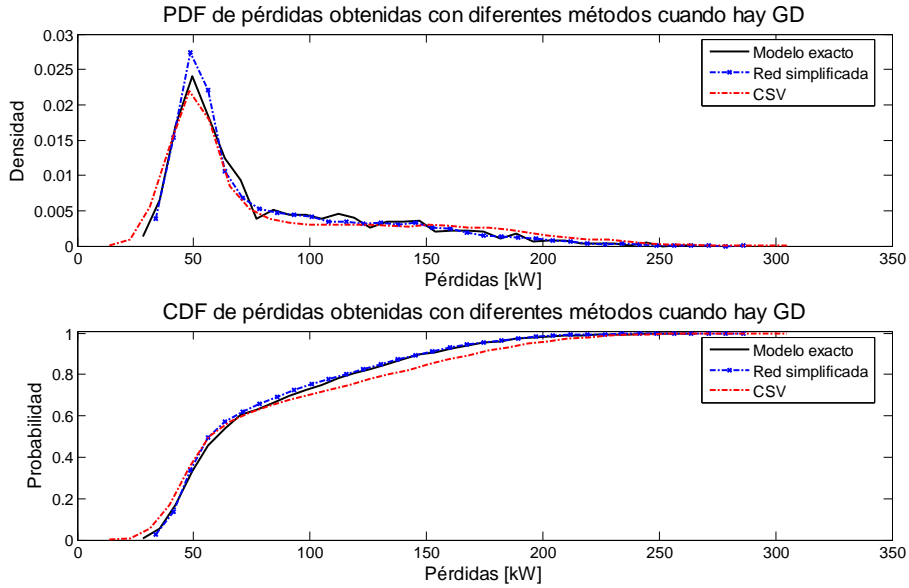


Figura 5.20. PDF y CDF de pérdidas de potencia tomando en cuenta la GD.

El comportamiento del porcentaje de pérdidas obtenido mediante los diferentes métodos se puede apreciar en la siguiente figura:

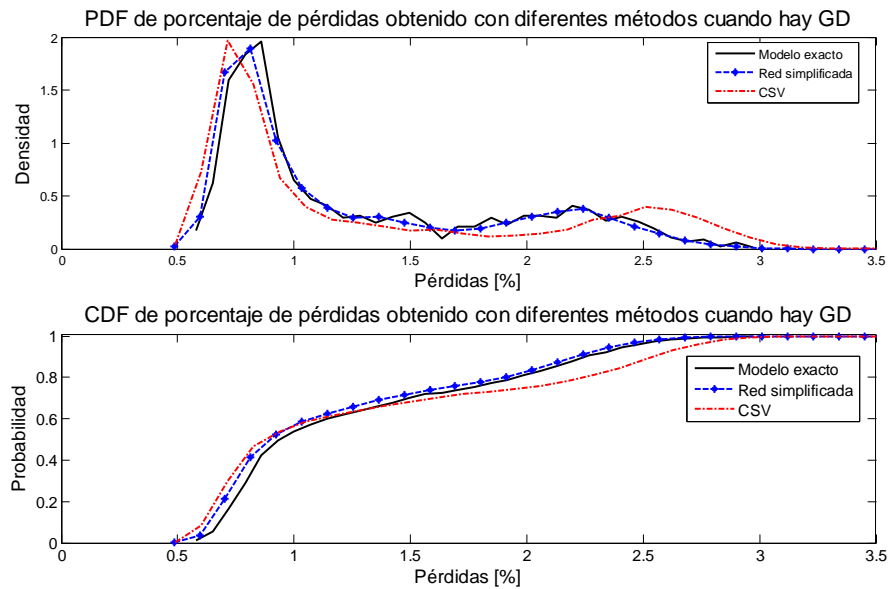


Figura 5.21. PDF y CDF de porcentajes de pérdidas tomando en cuenta la GD.

Las diferencias entre una distribución y otra pueden observarse fácilmente en los diagramas de caja que se muestran a continuación.

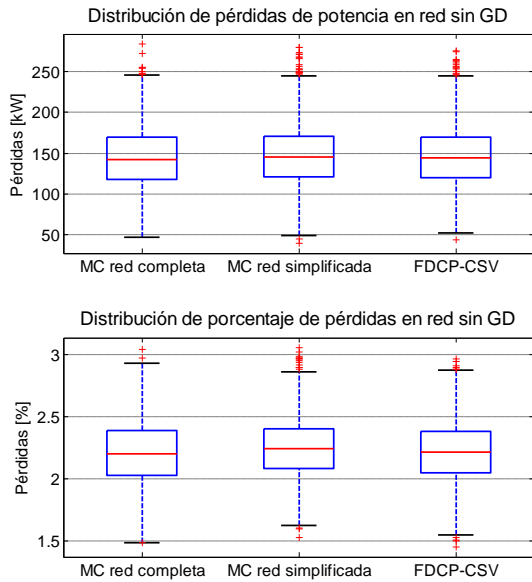


Figura 5.22. Diagramas de caja de pérdidas de red real sin GD obtenidas con distintos métodos.

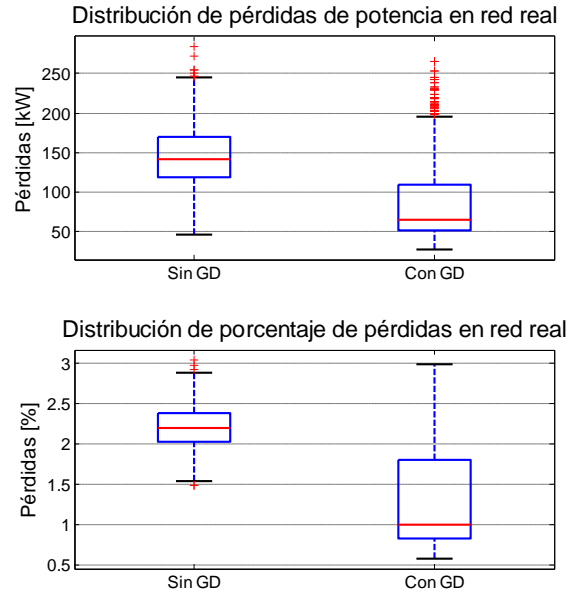


Figura 5.24. Diagramas de caja variación de las pérdidas de red real debido a la GD obtenidas con Newton-Raphson en red completa.

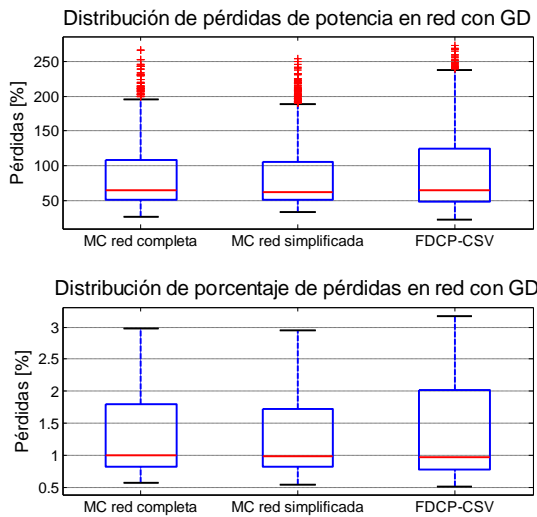


Figura 5.23. Diagramas de caja de pérdidas de red real con GD obtenidas con distintos métodos.

Tabla 5.5. Media y mediana de pérdidas.

	MEDIA ARITMÉTICA		MEDIANA	
	[kW]	[%]	[kW]	[%]
SIN GD	144	2.21	142	2.2
CON GD	84	1.29	65	0.99
DIFERENCIA	60	0.92	77	1.21

Como se muestra en la tabla anterior, la reducción en el promedio de *pérdidas de media tensión* gracias al GD es de 60kW, cayendo un 32% de su valor sin GD.

En este caso, reducción en las pérdidas está dada por la ubicación del GD, el cual no está demasiado lejos del nodo de referencia, lo que produce una mejoría del voltaje en nodos que sin el GD estarían sujetos a tensiones inferiores. La lejanía del GD al nodo de referencia no importa sólo en distancia, sino en cuanto demanda queda entre el GD y el nodo oscilante en relación a la que queda aguas abajo del GD.

Para comparación, se realizó la ejecución de un flujo de carga determinista usando como carga la media y la mediana de la demanda de una muestra aleatoria tomada en cada nodo de la red completa. Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.6. Resumen de parámetros estadísticos de muestra determinista.

VALOR DE LA DEMANDA EN CADA NODO IGUAL A	PÉRDIDAS SIN GD		PÉRDIDAS CON GD	
	[kW]	[%]	[kW]	[%]
LA MEDIA DE SU DISTRIBUCIÓN	140.4	2.1827	61.0	0.9469
LA MEDIANA DE SU DISTRIBUCIÓN	151.7	2.2371	60.97	0.8965

Si únicamente se hubiera ejecutado el flujo de carga determinista para el promedio de la demanda, se podría haber tenido la falsa idea que ocurre una disminución promedio de 79.4kW en las pérdidas de media tensión, cuando sólo son 60kW.

En la simulación de una muestra aleatoria de demanda en la red completa sin GD usando el modelo exacto se obtuvo un valor de pérdidas medias de 144kW, y al obtener las pérdidas de la media de la demanda el resultado es de 140.4, es decir, no se cumple exactamente la condición dada en la ecuación (4.4), lo que se debe a la no linealidad del sistema; sin embargo el error es relativamente pequeño.

El perfil de voltaje de la red sin GD para una muestra de nodos se presenta en la siguiente figura:

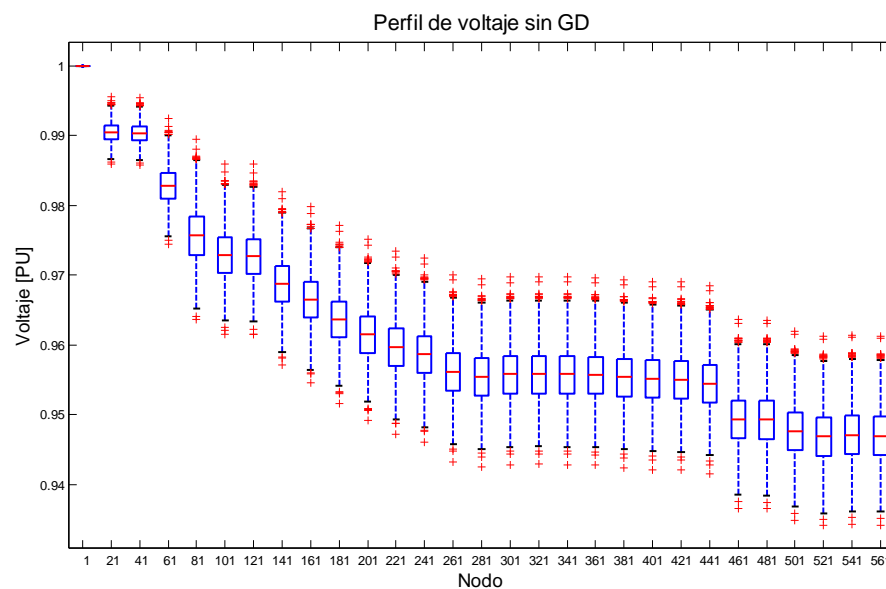


Figura 5.25. Perfil de voltaje sin GD.

Por su parte, el perfil de voltaje cuando hay GD se presenta en la Figura 5.26:

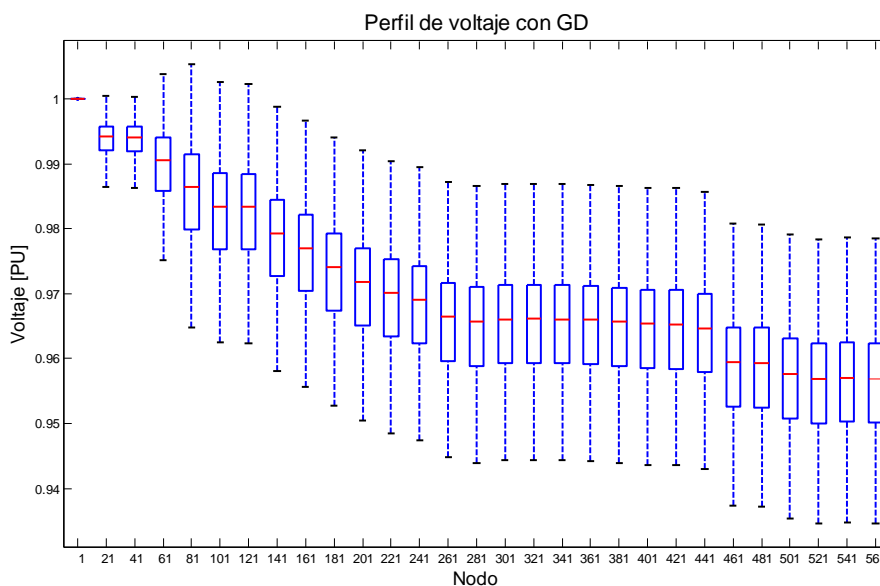


Figura 5.26. Perfil de voltaje con GD en nodo 74.

Puede observarse que efectivamente ocurre una mejoría en el perfil de voltaje con la presencia de GD, además **augmenta la dispersión** de los datos en el sentido que el rango de variación del voltaje en cada nodo se vuelve más amplio.

5.5 SIMULACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS

En algunos casos prácticos puede resultar de interés conocer el efecto de una fuente de GD *tendría* al cambiar de ubicación dentro de la red o, en el caso de un generador distribuido que no se ha instalado, conocer de antemano sus posibles repercusiones sobre las pérdidas dependiendo de su localización. Ya que antes de la instalación y puesta en marcha de un nuevo generador distribuido no se conoce su PDF de generación, únicamente su potencia nominal, la *curva de impacto de GD* se convierte en una herramienta sumamente útil.

En los siguientes apartados se analiza el impacto que tendría un hipotético generador distribuido (con la misma PDF indicada en la Figura 5.3) si operase en diferentes puntos de la red real estudiada, para lo que se utilizan tanto la técnica de CSV como el modelo exacto.

Los nodos a los que se trasladará la GD para este análisis son NP190, NP264 y NP460, indicados en la Figura 5.1. Las muestras son de 1200 simulaciones para el caso

del modelo exacto y 25,000 para la técnica de CSV; para este último se presenta un análisis previo de los puntos críticos, tales como: *la relación más favorable* entre pérdidas con GD versus pérdidas sin GD, el aporte del GDH que produciría esa relación para una demanda dada y el *umbral de participación* del GDH bajo el cual se reducen las pérdidas.

5.5.1 GENERADOR UBICADO EN NODO NP190

Al ubicarse en este nodo el generador distribuido hipotético (GDH) tendría una *curva de impacto* sobre las pérdidas y una distribución de su aporte como se muestra en la siguiente figura:

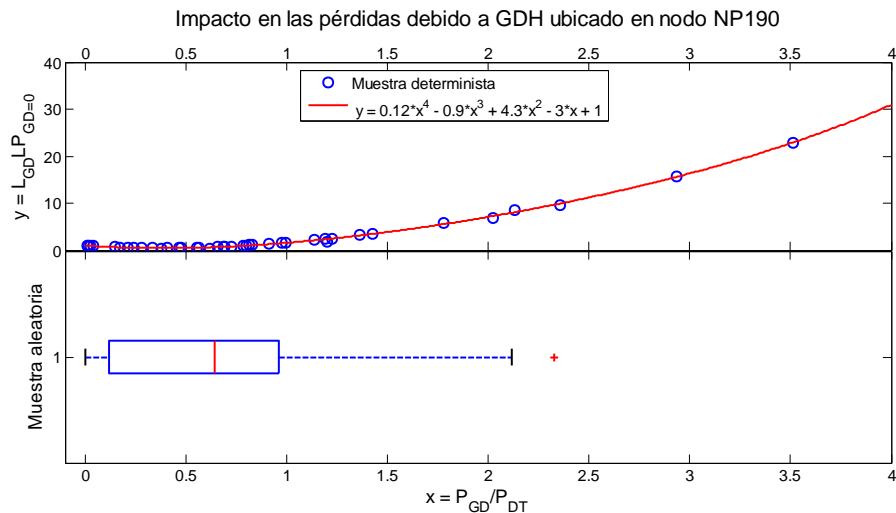


Figura 5.27 . Curva de impacto de GD en NP190 y diagrama de caja del aporte de potencia de la GD a la red.

Se puede determinar que el valor de participación que ocasiona el mínimo de pérdidas es 38.7% de la demanda, este aporte produce unas pérdidas promedio de 44.5% de las pérdidas que habría sin GD, es decir, una reducción del 55.5%.

El ***umbral de participación*** o valor máximo del aporte del GDH debe ser de 80.8% de la demanda de la red para que las pérdidas se mantengan igual que sin GD (para la misma demanda) o se reduzcan.

La PDF y CDF del porcentaje de pérdidas que se obtendría se muestra en la Figura 5.28. En ella se puede apreciar un incremento en el rango de variación de las pérdidas, aun cuando existe una concentración de los resultados en el intervalo entre el 1 y 3% de pérdidas.

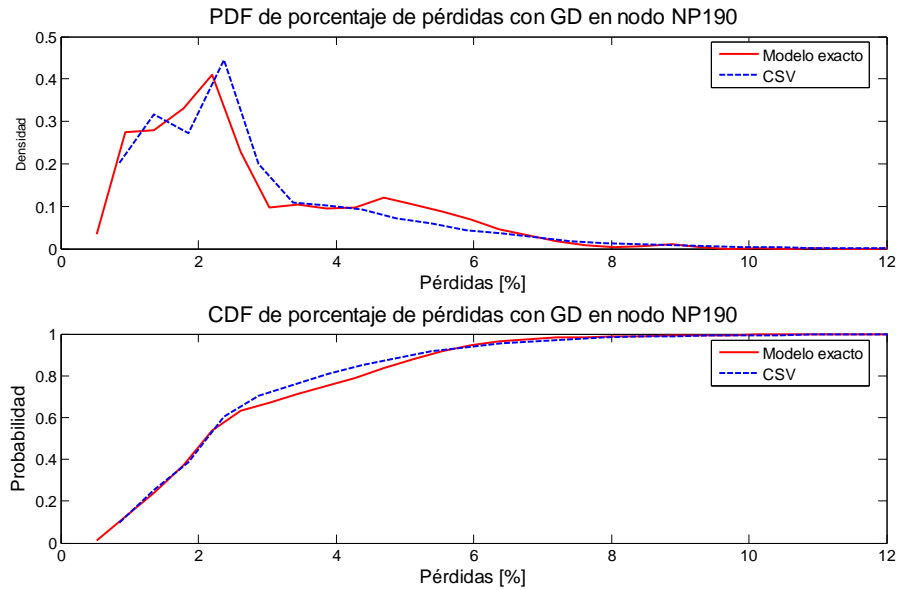


Figura 5.28. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de la red con el GDH en el nodo NP190.

5.5.2 GENERADOR UBICADO EN NODO NP264

En este caso la curva de impacto de GD sobre las pérdidas y la distribución de los valores de potencia aportados por el generador (con respecto a la demanda) se presentan en las siguientes gráficas:

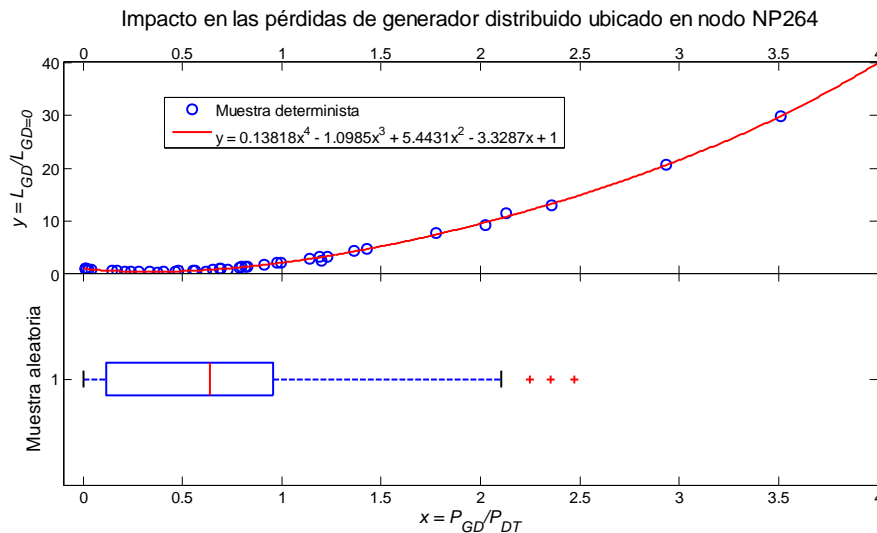


Figura 5.29. Curva de impacto de GD en NP264 y diagrama de caja del aporte de potencia a la red.

Al ver los valores de la curva de impacto se puede notar que en esta ubicación hay poca tolerancia para la GD, pues las pérdidas aumentan rápidamente cuando esta incrementa su participación arriba de un 70% de la potencia demandada en la red. Al

comparar estos resultados con los obtenidos en al ubicar el GDH en el nodo NP190, puede observarse que, a medida que la ubicación del GDH se aleja del nodo de referencia, se reduce la potencia que este puede inyectar a la red para que su impacto sobre las pérdidas se favorable.

El GDH ubicado en el nodo indicado (NP264) podría hacer reducir las pérdidas hasta el 45.6% de su valor sin GD, es decir, las pérdidas se reducirán un 54.4%, siempre que su participación sea del 33.8% de la demanda total de la red.

En general la participación promedio de este GDH es de 58.7% de la demanda total y la mediana 63% pero, debido a la transformación no lineal que produce la ecuación indicada en la Figura 5.29, el 37% de datos que sobrepasan el umbral de participación pueden causar un aumento general de las mismas. La PDF y CDF de pérdidas que se obtendría usando el modelo exacto y la técnica de CSV se presentan en las siguientes gráficas:

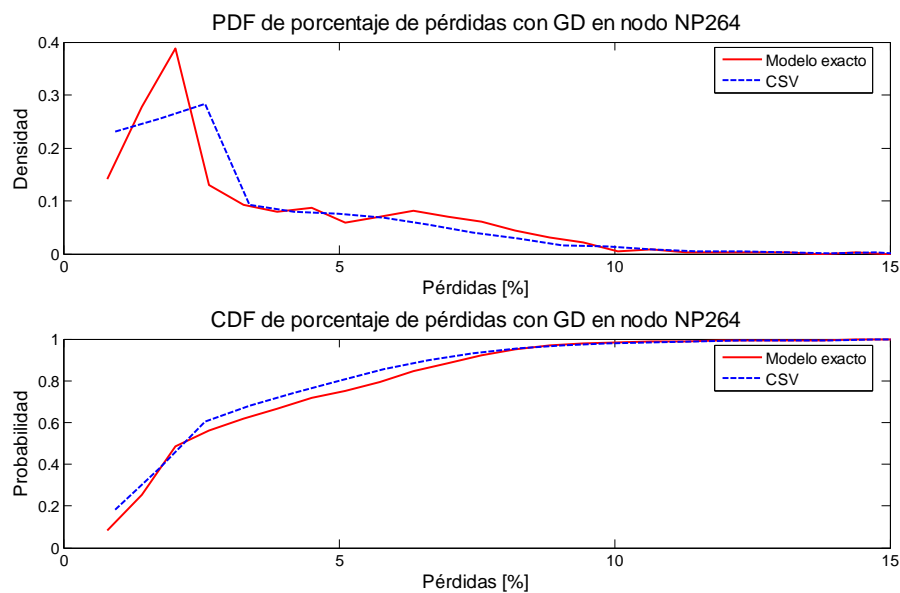


Figura 5.30. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de la red con el GDH en el nodo NP264.

5.5.3 GENERADOR UBICADO EN NODO NP460

Comparando la curva de impacto con el diagrama de caja de una muestra aleatoria que se tendría de la participación del GD (Figura 5.31), se puede ver que esta ocurrirá en valores que incrementarán las pérdidas, sin embargo para conocer completamente el impacto sobre la PDF de esta variable aun se requiere realizar el análisis probabilista.

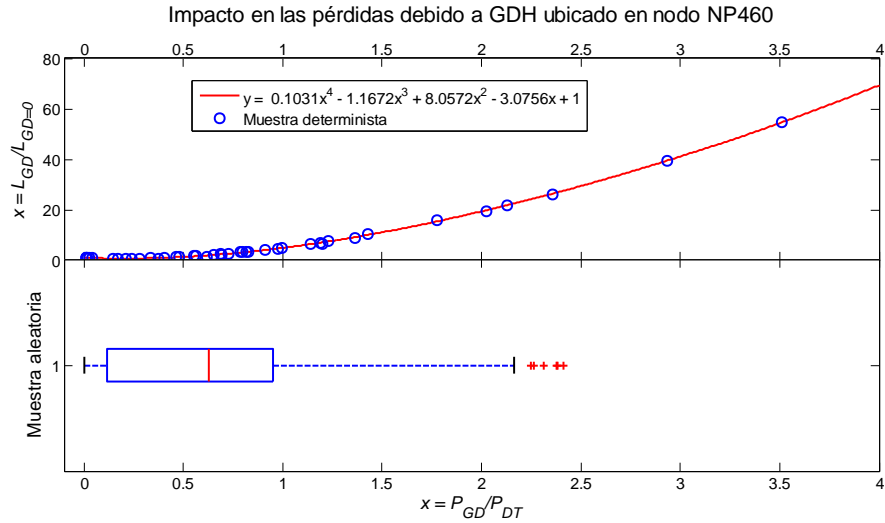


Figura 5.31. Curva de impacto de GD en NP460 y diagrama de caja del aporte de potencia a la red.

En esta ubicación el menor valor de pérdidas que se puede obtener es 70% del valor de pérdidas sin GD cuando el GDH tiene un aporte promedio de 20% (mucho menor al 58.7 del GDH), es decir, la reducción será de un 30%. Por otra parte, para que las pérdidas se reduzcan el GDH no debe aportar más del 40.5% de la demanda total, por lo que se espera un aumento generalizado de las pérdidas (y que ocurra sobre-voltaje). La PDF y CDF del porcentaje de pérdidas que se obtendrían se muestran a continuación:

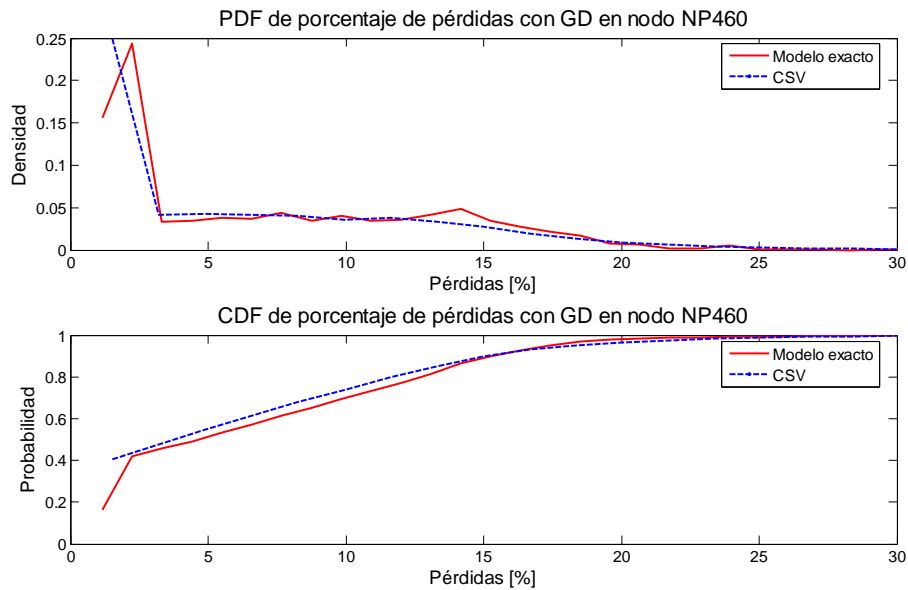


Figura 5.32. PDF y CDF de porcentaje de pérdidas de la red con el GDH en el nodo NP460.

5.5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la siguiente tabla se resumen ciertos parámetros de interés obtenidos al ubicar el GDH en diferentes nodos de la red:

Tabla 5.7. Resumen de parámetros obtenidos para diferentes emplazamientos

PARÁMETRO	VALOR CON GD EN NODO			
	NP74	NP190	NP264	NP460
Pérdidas mínimas posibles con respecto a valor de pérdidas sin GD para una misma demanda [%]	31.5	44.5	45.6	70
Participación con respecto a la demanda total que produce pérdidas mínimas [%]	94.5	38.7	33.8	20
Participación máxima que permite reducir las pérdidas [%]	200	80.8	70	40.5
Promedio de demanda aguas arriba [% del total]*	10.8	82.6	86	95.8
Promedio de demanda aguas abajo [% del total]*	89.2	17.4	14	4.2
Máxima reducción de las pérdidas con respecto a su valor sin GD [%]	68.5	55.5	54.4	30

(*) Los valores de potencia promedio aguas arriba y aguas abajo son aproximados.

A partir de los análisis hechos con el GDH ubicado en distintos emplazamientos se pueden hacer las siguientes observaciones:

1. **Siempre existe un intervalo dentro del cual el aporte del GDH resulta favorable**, reduciendo las pérdidas de la red, independientemente del emplazamiento.

Esto es una consecuencia del abastecimiento *in situ* de la demanda y ocurre gracias a la menor distancia que los flujos de potencia deben recorrer para llegar hasta los puntos de consumo. Este intervalo se refiere al rango de participación que la GD puede tener, dada una demanda total en la red, para producir una reducción en las pérdidas con respecto a las que habría sin GD.

2. **A medida que el GDH está más lejos del nodo de referencia se reduce el umbral de participación** bajo el cual contribuye a reducir las pérdidas.

La reducción en el umbral de la máxima participación que el GDH pueda tener para disminuir las pérdidas respecto al mismo de escenario de demanda pero *sin GD*, se debe a que ocurren combinaciones de pequeños valores de demanda en conjunto con grandes valores de GD. Si el GDH está cerca del nodo de referencia la potencia que excede la demanda neta es absorbida por el nodo de compensación (pasa a la red transmisión), pero si el GDH está lejos del nodo

de referencia esta potencia inyectada al no poder ser consumida dentro de la red inmediata al GDH debe fluir en dirección al nodo de referencia. Este flujo de corriente ocasionado por la potencia excedente desde la posición del GDH hasta el punto de interconexión de las redes de distribución y transmisión es lo que ocasiona pérdidas mayores a las que habría sin el GDH. Ante esta situación, el GDH debe disminuir su participación para que las pérdidas sean cuando mucho iguales a las que habría sin GD.

- 3. A medida que el GDH está más *lejos* del nodo de referencia las pérdidas mínimas que se pueden conseguir son más cercanas a las pérdidas sin el GDH**, por lo que su impacto es menos favorable que si estuviera más *cerca* del nodo de referencia.

Esto se debe a que al disminuir el aporte máximo de la GD también disminuye su efecto sobre las pérdidas totales de la red, porque su aporte de potencia es menor, con ello la demanda abastecida *in situ* y el ahorro en transporte de energía.

En principio la potencia aportada por el GDH es consumida en los nodos más cercanos, es decir, la reducción en las pérdidas ocurrirá porque una parte de la potencia ya no tendrá que fluir desde el nodo oscilante hasta esa *zona* de la red donde está el GDH. A medida que aumenta el aporte del GDH esa zona va creciendo de tamaño hasta llegar un punto óptimo para cada emplazamiento (el de menores pérdidas posibles), en ese punto la inyección del generador distribuido y del nodo oscilante suministran potencia a sectores distintos de la red, pero si el GDH aumenta su inyección la potencia excedente pasará a una región (fuera del punto de equilibrio) *robada* al nodo oscilante, produciendo un aumento en las pérdidas debido a que esa potencia excedente recorre una mayor distancia de la que recorrería si fuera aportada por el nodo oscilante.

El tamaño de *esa región de dominio del GDH* es lo que determina el valor mínimo de pérdidas que se puede obtener. Dado que esa zona se extiende aguas arriba y aguas abajo de la ubicación del GDH, hay un punto en la red que será el óptimo para una potencia de GD particular y viceversa. Si el GDH está más lejos del nodo oscilante de lo determinado por el punto (nodo) óptimo para esa cantidad de GD, una parte de potencia tendrá que fluir aguas arriba, recorriendo mayor distancia porque el nodo en el que está ubicado tendrá una potencia óptima de GD menor, esa potencia excedente representará la potencia aportada por el GD que debiera haber sido suministrada por el nodo oscilante, pasando al sector *robado* al nodo oscilante.

El tamaño de la región de dominio disminuye a medida que el GDH con una potencia específica de GD se aleja de su punto óptimo dentro de la red, esto ocasiona

que la reducción posible en las pérdidas se vuelva menor. El resultado es muy lógico: el GDH debería tener una *menor* participación a medida que su ubicación se aleja del nodo oscilante o, en otras palabras, la potencia máxima de un GDH determina que tan lejos o cerca del nodo de referencia conviene ubicarlo para que su impacto sobre las pérdidas sea favorable. Se puede decir que en general conviene aplicar la misma lógica que con la demanda y ubicar los grandes generadores más cerca del punto de interconexión con la red de transmisión, en tanto que los pequeños generadores se pueden instalar prácticamente en cualquier punto de la red.

Una forma rápida de determinar cuál es el nodo en el que un GDH que inyecte en promedio el 100% de la demanda producirá las pérdidas mínimas es mediante un *perfil de demanda promedio de la red*, en el que se presenta de forma *aproximada* la demanda acumulada o demanda aguas abajo y aguas arriba de cada nodo, como se muestra en la Figura 5.33.

El cruce entre las dos curvas indica el punto óptimo para ubicar un generador con capacidad de suplir el 100% de la demanda sin aumentar las pérdidas (en la red estudiada), este corresponde a un nodo (82) que está en el mismo ramal en el que se halla el generador distribuido realmente (74).

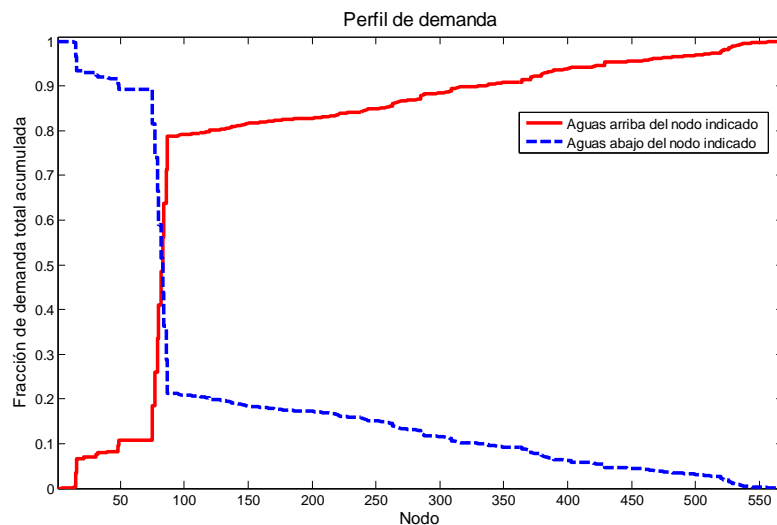


Figura 5.33. Perfil de demanda promedio de la red estudiada.

En la Figura 5.34 se muestran las diferentes curvas de probabilidad acumulada de pérdidas, obtenidas sin GD y con la GD en diferentes puntos de la red. En ella se puede observar que la mejor ubicación de la GD entre los nodos estudiados es NP74, esto produce una reducción en el rango de variación de las pérdidas y además los escenarios con menor porcentaje de pérdidas son muy probables. Se puede observar

que la CDF del porcentaje de pérdidas sin GD está a la *derecha* de la que se obtiene con el GDH en NP74, lo que significa que la reducción de las pérdidas en este escenario es generalizada. El mayor valor de pérdidas con el GDH en esta ubicación es semejante que si no hubiera GD, es decir, en el peor de los casos las pérdidas serán iguales.

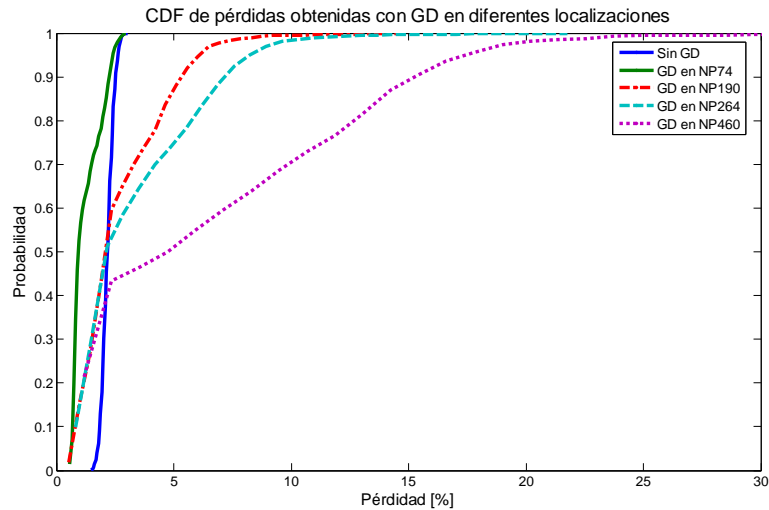


Figura 5.34. CDF de porcentaje de pérdidas con GD en diferentes nodos.

Al ubicar el GDH en los nodos NP264 y NP190 la probabilidad de que ocurra una reducción en las pérdidas es mayor que la probabilidad de que aumenten, pero cuando las pérdidas incrementan lo hacen en una gran magnitud, lo que se observa en la ampliación del rango de variación con respecto a la CDF sin GD. En cambio, si el GDH se ubica en el nodo NP460 las pérdidas se reducen sólo en menos del 43% de los casos e incrementan significativamente en el resto, lo que se puede interpretar como un aumento general en este parámetro.

5.6 CONCLUSIONES

La reducción de la red es una estrategia que permite realizar un análisis probabilista de pérdidas, produciendo resultados confiables. Al realizar la reducción se puede afirmar que un criterio funcional para preservar la relación entre las pérdidas de una red y otra, aun con presencia de GD, es mantener el alimentador que interconecta el nodo de referencia con el nodo con GD.

En este caso práctico del alimentador real se puede afirmar que las pérdidas disminuyen en general con la presencia del GD, comparado con un escenario sin GD donde la demanda tiene la misma distribución de probabilidad en cada nodo.

La técnica probabilista de flujo de carga a través de coeficientes de sensibilidad variable es una herramienta útil para determinar la forma de la PDF de redes de distribución sin GD. Entre los pasos preliminares de este proceso el uso de la *curva de impacto de GD* permite estimar de antemano escenarios favorables y desfavorables de pérdidas, lo que se puede usar en un estudio técnico de factibilidad de la instalación de un generador distribuido.

A partir del análisis de diferentes escenarios se puede afirmar que un generador distribuido para producir un impacto favorable sobre las pérdidas tendrá una ubicación óptima en la red en función de su potencia máxima de producción. Esa ubicación deberá ser más cercana al punto de interconexión entre red de distribución y transmisión si el generador tiene la capacidad de suministrar más potencia que la demandada por la red y podrá ser más lejana a medida que su potencia máxima sea menor a ese valor.

Las pérdidas de una red aumentan con la presencia de un generador distribuido si este inyecta más potencia de lo que permite el umbral de participación dado por su ubicación en la red.

CONCLUSIONES

Actualmente existen diversas tecnologías de generación distribuida que funcionan con diferentes fuentes primarias, para las cuales hay potencial de crecimiento en su participación dentro de la matriz energética de El Salvador, pues el marco regulatorio permite la instalación de generadores conectados a las redes de distribución.

Dado que cada una de las tecnologías de GD puede tener distintas distribuciones de probabilidad, así como rangos de operación, y de esto depende el impacto de la GD sobre la curva de probabilidad de las pérdidas, no se puede afirmar que una tecnología en particular tenga un impacto favorable o desfavorable sobre esta variable en particular.

Se puede afirmar que los métodos probabilistas, tanto Monte Carlo como la técnica de CSV son herramientas que resultan idóneas para hacer estudios más minuciosos y detallados de lo que permitiría la ejecución de uno o varios flujos de carga deterministas, especialmente en el caso de las pérdidas de potencia.

Los resultados producidos por las técnicas probabilistas se pueden analizar presentándolos en diferentes formatos, como pueden ser gráficas de PDF, CDF y diagramas de caja, los cuales son recursos que dan una mejor idea del comportamiento de las variables del sistema, pudiéndose usar para estudiar cualquier otra variable que no sean las pérdidas, permitiendo, por ejemplo, conocer la variación del perfil de voltaje a lo largo de un alimentador.

Para caracterizar adecuadamente las PDF de demanda y generación en la red, es preciso contar con información completa y detallada de los puntos de consumo, eso implica saber la categoría tarifaria de los usuarios, la fase a la que están conectados y su historial de consumo mensual. Dado que esta información sólo permite conocer la demanda instantánea *esperada o promedio* a una hora específica, los valores obtenidos de para cualquier variable dependiente en el sistema serán también un *promedio o valor esperado*.

La técnica de Monte Carlo usando el modelo exacto como los coeficientes de sensibilidad resulta ser sumamente práctica y permite simular cualquier distribución empírica de probabilidad, produciendo resultados confiables.

Para el conocimiento de la PDF de las pérdidas en redes de gran tamaño, la reducción o simplificación de la red puede producir resultados con un razonable nivel de exactitud, lo cual faculta la aplicación del modelo exacto mediante el uso de la

técnica de Monte Carlo, puesto que reduce el tiempo de la ejecución de los algoritmos computacionales. La simplificación debe respetar las distribuciones de probabilidad originales de cada variable nodal al momento de generar cualquier número aleatorio.

En el caso del alimentador real analizado, se puede afirmar el GD produce una reducción general en las pérdidas de potencia en media tensión. Se puede esperar que el impacto en las pérdidas de baja tensión sea mínimo, ya que este se deberá al cambio en el perfil de voltaje de la red.

Dado que la presencia de un GD aumenta la dispersión de los datos de demanda en cada nodo, las técnicas probabilistas de análisis resultan ideales para hacer estudios minuciosos del impacto de esta nueva variable en el sistema. De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede decir que el impacto de la GD depende de su ubicación dentro de la red y la magnitud de la potencia aportada en relación a la demanda presente en la red.

Además, el uso de las técnicas probabilistas permite identificar casos donde puede ocurrir en promedio una mejoría en una variable pero el aumento en la dispersión de los datos pueda generar escenarios no deseados.

Al realizar un análisis para determinar la mejor ubicación de una fuente de GD dentro de una red de distribución, conviene tomar en cuenta que mientras mayor sea la potencia nominal de esta, más cerca debe instalarse del nodo de interconexión con la red de transmisión para producir una mejoría en las pérdidas. Si el GD tiene una capacidad de producción minoritaria o marginal con respecto a la demanda de la red, es factible instalarlo en puntos lejanos al nodo de interconexión.

La comparación entre los resultados obtenidos con métodos probabilistas y deterministas ha permitido verificar que las técnicas deterministas pueden conducir a conclusiones incorrectas sobre el impacto de la GD en las pérdidas de una red determinada, puesto que no toman en cuenta el universo de valores posibles de las pérdidas.

No resulta conveniente aplicar técnicas probabilistas que usan la convolución continua de las distribuciones de probabilidad de las variables independientes para determinar la distribución de las pérdidas, como se ha podido determinar empíricamente a través de las PDF obtenidas. Esto se debe a que el teorema de límite central no es aplicable puesto que las operaciones realizadas sobre las variables son no lineales y no únicamente sumas, por lo que la distribución de probabilidad del resultado no será siempre normal.

ANEXOS

ANEXO A. COMPARACIÓN DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

Tabla A.1. Características de diferentes celdas de combustible.



Comparison of Fuel Cell Technologies

Fuel Cell Type	Common Electrolyte	Operating Temperature	System Output	Electrical Efficiency	Combined Heat and Power (CHP) Efficiency	Applications	Advantages
Polymer Electrolyte Membrane (PEM)*	Solid organic polymer poly-perfluorosulfonic acid	50 - 100°C 122 - 212°F	<1kW - 250kW	53-58% (transportation) 25-35% (stationary)	70-90% (low-grade waste heat)	<ul style="list-style-type: none"> Backup power Small distributed generation Transportation Specialty vehicles 	<ul style="list-style-type: none"> Solid electrolyte reduces corrosion & electrolyte management problems Low temperature Quick start-up
Alkaline (AFC)	Aqueous solution of potassium hydroxide soaked in a matrix	90 - 100°C 194 - 212°F	10kW - 100kW	60%	>80% (low-grade waste heat)	<ul style="list-style-type: none"> Military Space 	<ul style="list-style-type: none"> Cathode reaction faster in alkaline electrolyte, leads to higher performance Can use a variety of catalysts
Phosphoric Acid (PAFC)	Liquid phosphoric acid soaked in a matrix	150 - 200°C 302 - 392°F	50kW - 1MW (250kW module typical)	>40%	>85%	<ul style="list-style-type: none"> Distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> Higher overall efficiency with CHP Increased tolerance to impurities in hydrogen
Molten Carbonate (MCFC)	Liquid solution of lithium, sodium, and/or potassium carbonates, soaked in a matrix	600 - 700°C 1112 - 1292°F	<1kW - 1MW (250kW module typical)	45-47%	>80%	<ul style="list-style-type: none"> Electric utility Large distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> High efficiency Fuel flexibility Can use a variety of catalysts Suitable for CHP
Solid Oxide (SOFC)	Ytria stabilized zirconia	600 - 1000°C 1202 - 1832°F	<1kW - 3MW	35-43%	<90%	<ul style="list-style-type: none"> Auxiliary power Electric utility Large distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> High efficiency Fuel flexibility Can use a variety of catalysts Solid electrolyte reduces electrolyte management problems Suitable for CHP Hybrid/GT cycle

*Direct Methanol Fuel Cells (DMFC) are a subset of PEM typically used for small portable power applications with a size range of about a subwatt to 100W

Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos

www.hydrogen.energy.gov

ANEXO B. MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE CARGA

A.1 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

El objetivo del análisis es encontrar los voltajes nodales con sus respectivos desfases para luego calcular las corrientes de rama y las pérdidas originadas por la resistencia de las líneas. El modelo de línea de transmisión de cada rama se muestra en la figura 3.2.

Observe que la impedancia de la línea está dada por $Z_r = R_r + jX_r$

El voltaje de una barra (nodo) i típica está dado -en coordenadas polares- por la ecuación (B.1)

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \text{sen} \delta_i \quad (\text{B.1})$$

Además, teniendo cada elemento de la matriz de admitancias

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \text{sen} \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{B.2})$$

Las potencias activa y reactiva que entran a la red a través del nodo i están dadas por siguientes ecuaciones:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (\text{B.3})$$

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^N |V_k| [G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \delta_{ik}]$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \text{sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (\text{B.4})$$

$$Q_i = V_i \sum_{k=1}^N |V_k| [G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}]$$

Donde

N : número de nodos de la red.

$$\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k \quad (\text{B.5})$$

Las ecuaciones del flujo de potencia en cada rama son las siguientes:

$$\begin{aligned} P_{ik} &= -G_{ik} V_i^2 + |Y_{ik} V_i V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ P_{ik} &= -G_{ik} V_i^2 + |V_i V_k| \left[G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \delta_{ik} \right] \end{aligned} \quad (\text{B.6})$$

$$\begin{aligned} Q_{ik} &= B_{ik} V_i^2 - B_{ik(sh)} V_i^2 - |Y_{ik} V_i V_k| \text{sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ Q_{ik} &= B_{ik} V_i^2 - B_{ik(sh)} V_i^2 + |V_i V_k| \left[G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik} \right] \end{aligned} \quad (\text{B.7})$$

$B_{ik(sh)}$: Susceptancia de derivación en paralelo, puede despreciarse.

La forma de resolver las ecuaciones anteriores es aplicando álgebra matricial, combinado con el método numérico de NR, en el que durante cada iteración el resultado se aproxima usando derivadas parciales con respecto a cada una de las variables independientes. En el sistema matricial de ecuaciones a resolver se suprime el nodo de referencia, por lo que tiene la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & \left| \begin{array}{c} |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} \\ \vdots \\ |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_2|} \end{array} \right. & \dots & \left| \begin{array}{c} |V_N| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots \\ |V_N| \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \end{array} \right. & \left[\begin{array}{c} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \end{array} \right] & = & \left[\begin{array}{c} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \end{array} \right] \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & \left| \begin{array}{c} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} \\ \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} \end{array} \right. & \dots & \left| \begin{array}{c} |V_N| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots \\ |V_N| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{array} \right. & \left[\begin{array}{c} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \end{array} \right] & = & \left[\begin{array}{c} \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{array} \right] \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

Que se puede escribir en forma simbólica como

$$J * \Delta_E = \Delta_S \quad (\text{B.9})$$

Donde

$$J = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & | & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & | & \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

$$\Delta_E = \left[\Delta \delta_2 \quad \dots \quad \Delta \delta_N \quad \left| \quad \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \quad \dots \quad \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \right. \right]^T \quad (\text{B.11})$$

$$\Delta_S = \left[\Delta P_2 \quad \dots \quad \Delta P_N \quad | \quad \Delta Q_2 \quad \dots \quad \Delta Q_N \right]^T \quad (\text{B.12})$$

La matriz J es la jacobiana del sistema indicada en la ecuación (B.10), que se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{H} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} \end{bmatrix} & \mathbf{N} &= \begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} \\
 \mathbf{M} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} \end{bmatrix} & \mathbf{L} &= \begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{B.13}$$

Haciendo las siguientes asignaciones se puede reescribir la ecuación (B.8) de forma más simple:

$$\Delta \boldsymbol{\delta} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \end{bmatrix} \quad \frac{\Delta |V|}{|V|} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \end{bmatrix} \tag{B.14}$$

$$\Delta \mathbf{P} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \end{bmatrix} \quad \Delta \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} \tag{B.15}$$

Sustituyendo (B.10), (B.14) y (B.15) en (B.8) el sistema se puede escribir:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & | & \mathbf{N} \\ - & | & - \\ \mathbf{M} & | & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ - \\ \frac{\Delta |V|}{|V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ - \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \tag{B.16}$$

En las matrices (B.13), los elementos fuera de la diagonal son los siguientes:

$$\mathbf{H}_{ij} \triangleq \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_i V_j| (G_{ij} \text{sen}(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \text{cos}(\delta_j - \delta_i)) \tag{B.17}$$

$$\mathbf{N}_{ij} \triangleq |V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i V_j| (G_{ij} \text{sen}(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \text{cos}(\delta_j - \delta_i))$$

$$\mathbf{M}_{ij} \triangleq \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -\mathbf{N}_{ij} \quad \mathbf{L}_{ij} \triangleq |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -\mathbf{H}_{ij}$$

Elementos de la diagonal (i=j) se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
H_{ii} &\triangleq -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} & N_{ii} &\triangleq P_i + |V_i|^2 G_{ii} \\
M_{ii} &\triangleq P_i - |V_i|^2 G_{ii} & L_{ii} &\triangleq Q_i - |V_i|^2 B_{ii}
\end{aligned} \tag{B.18}$$

Ahora, el sistema se resuelve despejando la incógnita Δ_E de la ecuación (B.9), que se obtiene de la siguiente manera:

$$\Delta_E = J^{-1} * \Delta_S \tag{B.19}$$

Adicionalmente, se debe tener presente eliminar de la matriz jacobiana las filas y columnas correspondientes a los nodos PV (de voltaje controlado). Al resolver la ecuación (B.19) se obtiene los diferenciales de voltaje ΔV_{n_i} y ángulo de fase δ_{n_i} , estos se deben usar para calcular los voltajes para la siguiente iteración $V_{n_{i+1}}$:

$$V_{n_{i+1}} = V_{n_i} \left(1 + \frac{\Delta V_{n_i}}{V_{n_i}} \right) \tag{B.20}$$

$$\delta_{n_{i+1}} = \delta_{n_i} + \Delta \delta_{n_i} \tag{B.21}$$

Posteriormente se deben recalculan los flujos de potencia con las ecuaciones (B.6) y (B.7), para luego resolver nuevamente la ecuación (B.19). Este proceso se debe repetir hasta satisfacer la condición de error definida en función de diferenciales de potencia.

Si r es la rama entre los nodos k e i , la corriente en cada rama se puede calcular mediante la ecuación:

$$I_r = \frac{V_k - V_i}{Z_r} \tag{B.22}$$

X_{s_r} : Susceptancia de la rama r .

El cálculo de las pérdidas de potencia activa de la red se hace a través de la siguiente ecuación:

$$L = \sum_{r=1}^{R_m} I_r * (I_r^*) * R_r \tag{B.23}$$

R_m : Número de ramas de la red

Para mayores detalles sobre la técnica de Newton-Raphson consulte (Stevenson y Grainger, 1996).

A.2 MÉTODO RADIAL

En la Figura 3.3 los nodos “hijos” del nodo i son $i+1$, $i+2$ e $i+3$; k es el nodo padre o nodo aguas arriba del nodo i . X_i y R_i son la reactancia y resistencia de la rama $i-k$, respectivamente. S_i es el flujo de potencia hacia el nodo k , incluyendo las pérdidas, la demanda en el nodo i y los flujos de potencia salientes del nodo i hacia sus *nodos hijos*.

El flujo de potencia entrante al nodo i se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_i = D_{P_i} + \sum_{j=\{H\}} P_j - \frac{p_i^2}{V_i^2} R_i \quad (\text{B.24})$$

$$Q_i = D_{Q_i} + \sum_{j=\{H_i\}} Q_j - \frac{q_i^2}{V_i^2} X_i \quad (\text{B.25})$$

H_i : Conjunto de nodos hijo de nodo i .

p_i : flujo de potencia activa entrante al nodo i calculado en iteración anterior.

q_i : flujo de potencia reactiva entrante al nodo i calculado en iteración anterior.

En las ecuaciones (B.24) y (B.25) el primer término es la *demanda de potencia*, el segundo término se refiere a los *flujos de potencia salientes* del nodo i hacia sus “hijos”; el tercer término es la *pérdida de potencia* activa (B.24) y reactiva (B.25) en la rama $i-k$.

Para calcular el voltaje de nodo i se usa la siguiente ecuación:

$$V_i^2 = V_k^2 + \frac{(P_i^2 + Q_i^2)(R_i^2 + X_i^2)}{V_k^2} - 2(R_i P_i + X_i Q_i) \quad (\text{B.26})$$

Observe que el nodo k es aquel que está aguas arriba del nodo i (en las redes radiales todo nodo sólo tienen un nodo padre). Las corrientes se pueden calcular con la ecuación:

$$I_r = \frac{V_k - V_i}{Z_r} \quad (\text{B.27})$$

Donde $Z_r = R_r + jX_r$ es la suma de la resistencia y reactancia de la rama r .

El cálculo de las pérdidas puede hacerse mediante la ecuación:

$$L = \sum_{r=1}^{R_m} I_r * (I_r^*) * R_r \quad (\text{B.28})$$

El proceso de solución es el siguiente: como valor inicial se usa un “arranque plano” (*flat start*), en donde se asumen que todos los voltajes nodales son igual a 1.0 p.u. al comienzo, además, se usan como flujos de potencia salientes de cada nodo la demanda de los nodos hijos del mismo. El proceso iterativo consiste en calcular primero las potencias, comenzando de los más lejanos al nodo de referencia y calculando sucesivamente los valores de los flujos de potencia aguas arriba (de adelante hacia atrás), una vez se tienen los valores de potencias, se calculan los voltajes desde el primero hacia el último (de atrás hacia adelante), este proceso se repite tantas veces como sea necesario para cumplir con el margen de error deseado.

El algoritmo de solución del flujo de carga radial se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Establecer los valores iniciales de los voltajes como 1.0 p.u para toda la red y definir una tolerancia o error mínimo a satisfacer como mecanismo de parada del ciclo iterativo.
2. Asumir pérdidas iniciales del nodo i iguales a cero y la sumatoria de flujos de potencia salientes de cada nodo igual a la demanda total de los nodos hijos de dicho nodo.
3. Calcular los valores iniciales de los flujos de potencia P_i y Q_i usando las ecuaciones (B.24) y (B.25), desde el nodo más lejano hasta el más cercano al nodo de referencia.
4. Calcular los voltajes usando los valores de flujos de potencia obtenidos en el paso 2, empleando la ecuación (B.26), comenzando del nodo más cercano al nodo de referencia y siguiendo en dirección aguas abajo.
5. Determinar si se satisface la condición de error. Si es así, ir al paso 6, si no, repetir los pasos 3 y 4 hasta que se satisfaga.
6. Calcular las variables deseadas usando los valores obtenidos de voltajes y flujos de potencias.

ANEXO C. APROXIMACIÓN POR SERIES DE TAYLOR

Sea la función $y=f(x)$, la expansión en series de Taylor de $f(x)$ que permita aproximarse al valor de la función en un punto cualquiera estará dada por:

$$f(x) = f(x_0) + \frac{(x - x_0)}{1} \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x=x_0} + \frac{(x - x_0)^2}{2!} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \right)_{x=x_0} + \dots + \frac{(x - x_0)^k}{k!} \left(\frac{\partial^k f}{\partial x^k} \right)_{x=x_0} + \dots$$

Si la sumatoria se trunca luego de la primera derivada de forma que se use una aproximación de primer orden, se obtiene la siguiente función:

$$f(x) \approx f(x_0) + (x - x_0) \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x=x_0}$$

En términos prácticos esto equivale a hacer una aproximación en puntos de x cercanos a x_0 , para calcular un valor arbitrario x_1 , lo que origina un error e en el cálculo de y_1 .

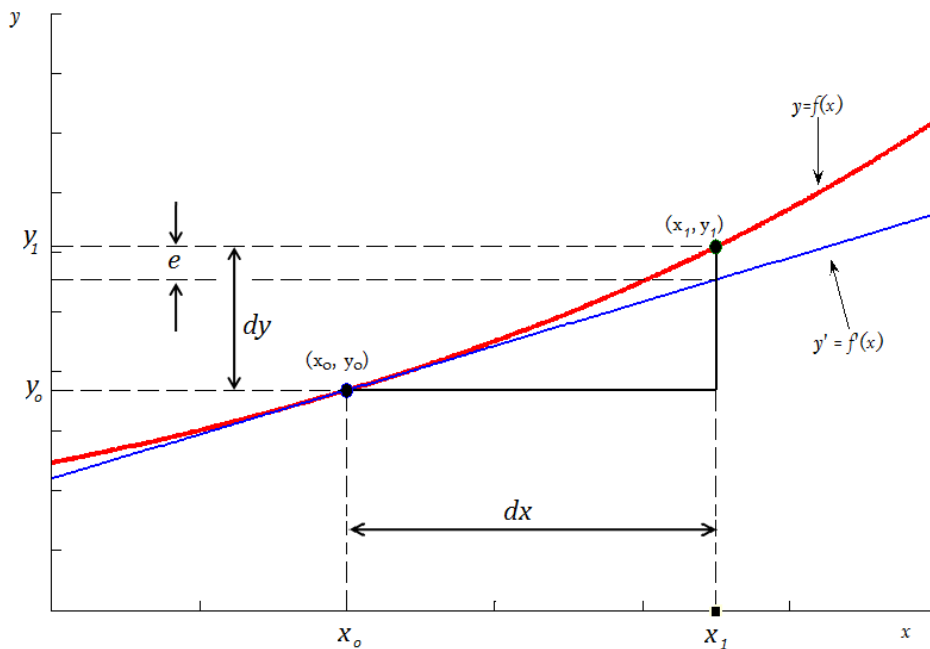


Figura C.1. Esquema gráfico de aproximación a un valor puntual usando la primera derivada.

Esto se puede aplicar a un sistema multivariable tal que

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) \approx f(x_{1_0}, x_{2_0}, \dots, x_{i_0}, \dots, x_{n_0}) + \sum_{i=1}^n (x_i - x_{i_0}) \left. \frac{\partial f}{\partial x_i} \right|_{x_i=x_{i_0}}$$

ANEXO D. DATOS USADOS PARA SIMULACIONES

RED DE PRUEBA DE 37 NODOS.

Tabla D.2. Datos de nodos en red de prueba.

Nodos correlativos		Distribución	Parámetro [Potencia en kW]
Código	Número		
799	1	Uniforme	0.00
701	2	Normal	210.00
702	3	Exponencial	0.00
705	4	Normal	0.00
712	5	Normal	28.33
742	6	Exponencial	31.00
713	7	Normal	28.33
704	8	Normal	0.00
714	9	Normal	12.66
718	10	Exponencial	28.33
720	11	Normal	28.33
706	12	Normal	0.00
725	13	Exponencial	14.00
707	14	Normal	0.00
724	15	Exponencial	14.00
722	16	Exponencial	53.66
703	17	Normal	0.00
727	18	Normal	14.00
744	19	Normal	14.00
729	20	Normal	14.00
725	21	Exponencial	42.00
730	22	Normal	28.33
709	23	Exponencial	0.00
731	24	Rayleigh	28.33
708	25	Normal	0.00
732	26	Exponencial	14.00
775	27	Exponencia	0.00
733	28	Normal	28.33
734	29	Exponencial	14.00
710	30	Normal	0.00
735	31	Normal	28.33
736	32	Normal	14.00
737	33	Normal	46.67
738	34	Normal	42.00
711	35	Normal	0.00
740	36	Exponencial	28.33
741	37	Rayleigh	14.00

El rango de variación de la demanda en cada nodo es de cero a dos veces el valor de la potencia indicada.

Tabla D.3. Datos de ramas.

Nodo Inicio	Nodo Fin	Longitud [m]
1	2	563.88
2	3	292.61
3	4	121.92
3	7	109.73
3	17	402.34
4	5	73.152
4	6	97.536
7	8	158.5
8	9	24.384
8	11	243.84
9	10	158.5
11	12	182.88
11	14	280.42
12	13	85.344
14	15	231.65
14	16	36.576
17	18	73.152
17	22	182.88
18	19	85.344
19	20	85.344
19	21	60.96
22	23	60.96
23	24	182.88
23	25	97.536
23	27	30
25	26	97.536
25	28	97.536
28	29	170.69
29	30	158.5
30	32	390.14
30	31	60.96
29	33	195.07
33	34	121.92
34	35	121.92
35	36	60.96

Tabla D.4. Detalles de conductor

Parámetro	Valor
Conductor	2 AWG ACSR
Resistencia [ohm/m]	0.00042965
Reactancia [ohm/m]	0.00045417
Susceptancia [S/m]	3.76E-09

ANEXO E. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE DEMANDA NODAL

La siguiente tabla muestra la energía consumida durante cada hora con respecto a la energía que se consume durante todo el día.

Tabla E.5. Factores de demanda horaria de cada categoría de consumidor.

R1	R2	R3	G	AP	MDBT	GDBT	MDMT	GDMT
0.0243	0.0292	0.0320	0.0251	0.0870	0.0219	0.0302	0.0231	0.0302
0.0229	0.0270	0.0298	0.0242	0.0870	0.0209	0.0294	0.0220	0.0294
0.0222	0.0261	0.0277	0.0237	0.0870	0.0204	0.0299	0.0214	0.0299
0.0220	0.0262	0.0270	0.0237	0.0870	0.0200	0.0298	0.0212	0.0298
0.0260	0.0274	0.0274	0.0238	0.0870	0.0198	0.0300	0.0219	0.0300
0.0394	0.0342	0.0347	0.0254	0.0870	0.0201	0.0304	0.0240	0.0304
0.0455	0.0390	0.0404	0.0282	0.0609	0.0213	0.0324	0.0273	0.0324
0.0338	0.0361	0.0445	0.0331	0.0261	0.0303	0.0385	0.0325	0.0385
0.0301	0.0362	0.0436	0.0464	0.0000	0.0467	0.0461	0.0460	0.0461
0.0300	0.0365	0.0403	0.0540	0.0000	0.0593	0.0507	0.0587	0.0507
0.0313	0.0378	0.0431	0.0580	0.0000	0.0655	0.0534	0.0634	0.0534
0.0323	0.0379	0.0443	0.0598	0.0000	0.0672	0.0544	0.0650	0.0544
0.0368	0.0415	0.0451	0.0553	0.0000	0.0640	0.0531	0.0633	0.0531
0.0379	0.0412	0.0422	0.0539	0.0000	0.0621	0.0528	0.0607	0.0528
0.0370	0.0410	0.0402	0.0585	0.0000	0.0681	0.0541	0.0633	0.0541
0.0342	0.0396	0.0419	0.0599	0.0000	0.0691	0.0541	0.0652	0.0541
0.0349	0.0408	0.0433	0.0589	0.0000	0.0661	0.0523	0.0621	0.0523
0.0395	0.0444	0.0432	0.0513	0.0000	0.0558	0.0484	0.0536	0.0484
0.0718	0.0609	0.0539	0.0489	0.0087	0.0462	0.0442	0.0441	0.0442
0.1059	0.0754	0.0624	0.0477	0.0435	0.0391	0.0419	0.0392	0.0419
0.0976	0.0740	0.0597	0.0432	0.0783	0.0340	0.0392	0.0358	0.0392
0.0720	0.0637	0.0531	0.0379	0.0870	0.0300	0.0367	0.0318	0.0367
0.0437	0.0485	0.0439	0.0316	0.0870	0.0269	0.0348	0.0284	0.0348
0.0290	0.0354	0.0361	0.0275	0.0870	0.0253	0.0333	0.0260	0.0333
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

R1: Residencial con consumo menor o igual a 99 kWh/mes.

R2: Residencial con consumo entre 100 y 199 kWh/mes.

R3: Residencial con consumo mayor o igual a 200 kWh/mes.

G: Uso general.

AP: Alumbrado público.

MDBT: Mediana demanda a baja tensión.
 MDMT: Mediana demanda a media tensión.
 GDBT: Gran demanda a baja tensión.
 GDMT: Gran demanda a media tensión.

El perfil de demanda diaria promedio de cada tipo de consumidor se muestra en la siguiente figura.

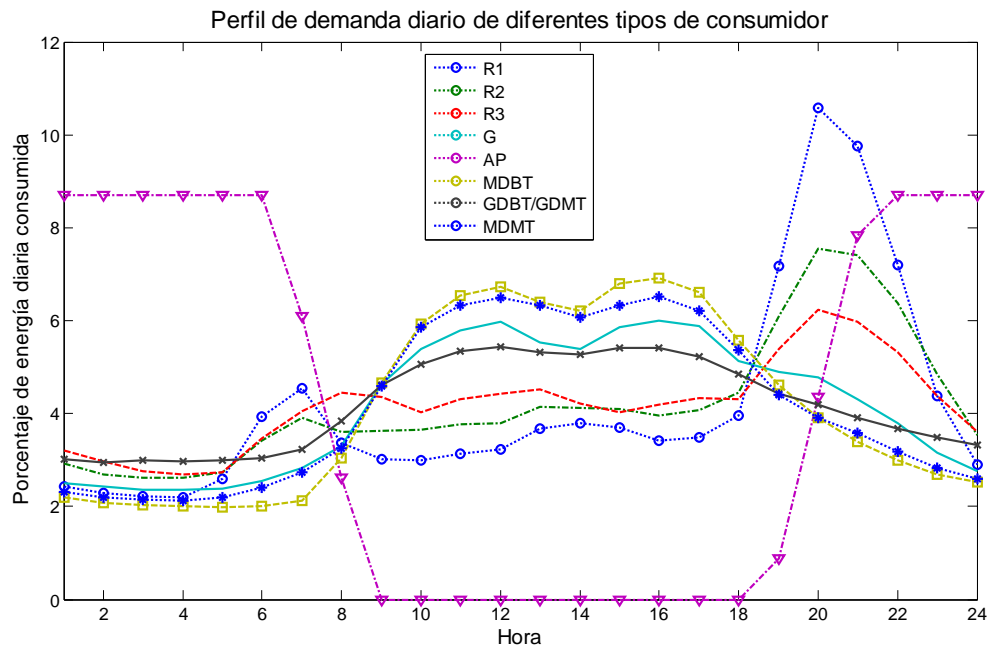


Figura E.2. Perfiles de demanda de cada categoría de consumidor.

El cálculo de la demanda de potencia promedio durante cada hora y mes en cada nodo se hace mediante la siguiente ecuación:

$$P(H, m, n) = \sum_{i=1}^{NC_n} \left(\frac{E_{i_m}}{D_m} \right) * FD_{H_i}$$

D_m : Días del mes.

FD_{H_i} : Factor de demanda a la hora H del consumidor i .

E_{i_m} : Energía consumida por el usuario i durante el mes m .

NC_n : Número de consumidores del nodo n .

Aunque las unidades resultantes de aplicar la ecuación anterior son kilovatio-hora, se asume que esta ha sido obtenida de la acción de una potencia promedio de la misma magnitud en kilovatios durante una hora.

Una forma de realizar el proceso para conocer la demanda esperada en cada hora, correspondiente al tiempo en que fueron tomadas las lecturas, se puede obtener mediante el siguiente proceso:

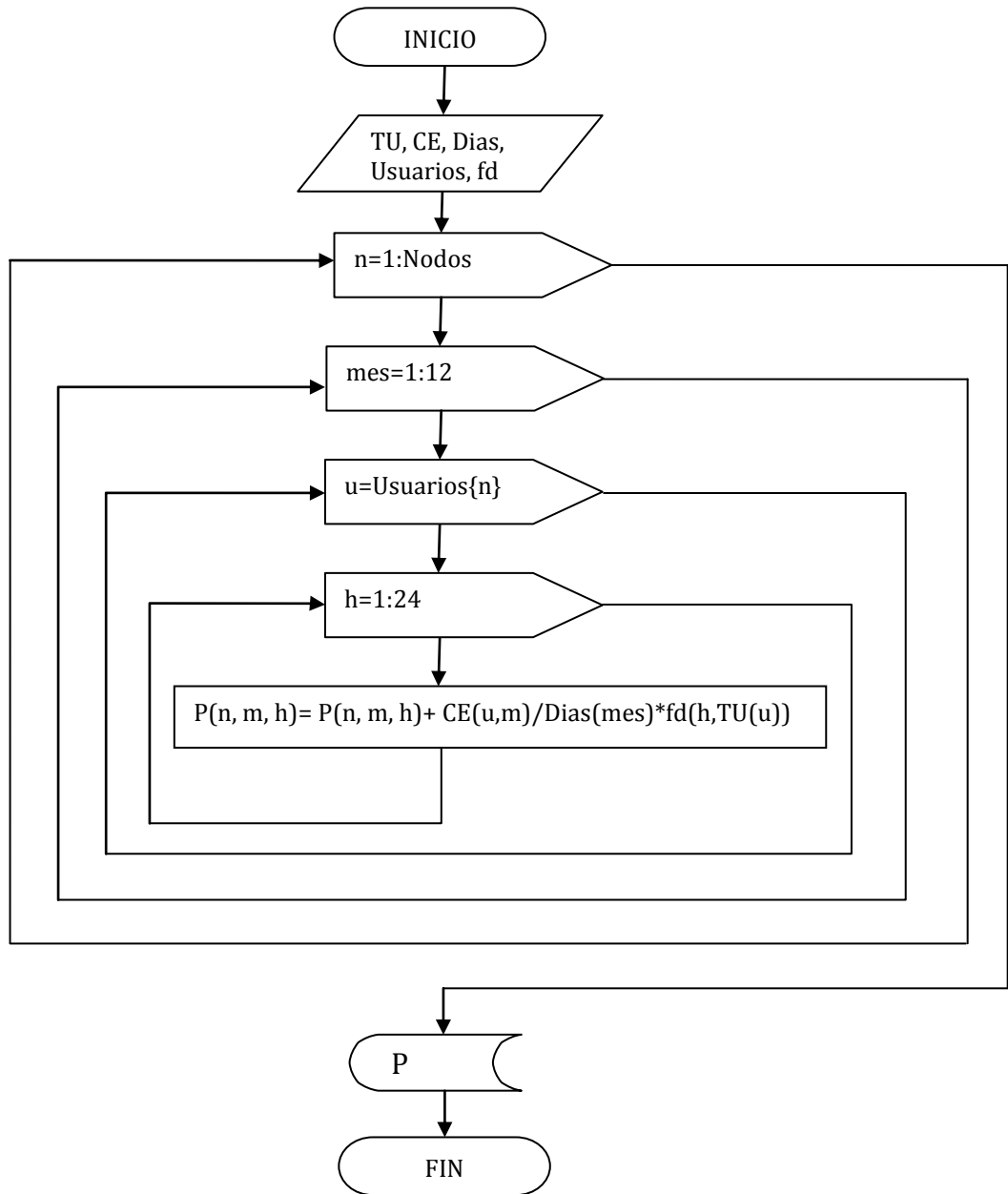


Figura E.3. Diagrama de flujo para calcular demanda horaria nodal promedio.

TU: Tipo de usuario, arreglo de [24 x 9].

CE: Consumo mensual de energía de energía de cada usuario, arreglo de [UN x 12].

Usuarios: Estructura de tamaño [Nodos x 1]; indica los usuarios conectados a cada nodo.

Dias: Arreglo de tamaño [12 x 1], contiene los días de cada mes.

P: Arreglo de tamaño [Nodos x 12 x 24], contiene los días de cada mes.

ANEXO F. INTERPRETACIÓN DE DIAGRAMAS DE CAJA

Un diagrama de caja permite visualizar de forma rápida y gráfica algunos parámetros estadísticos de una distribución de datos, además de una idea de la simetría de la distribución; los datos son valores *ordenados* (de menor a mayor) de una variable. Los parámetros estadísticos de un diagrama de caja se pueden ver en la siguiente figura:

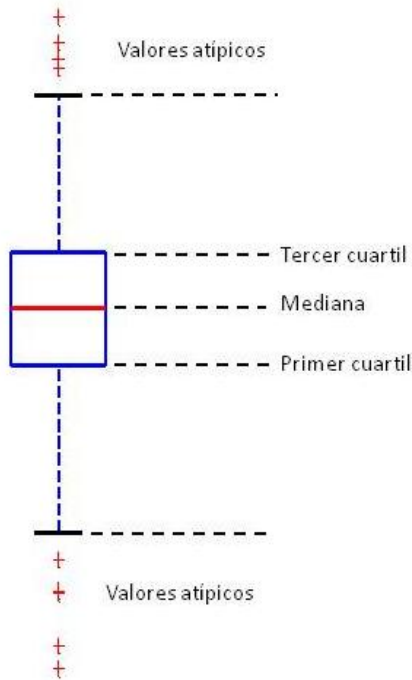


Figura F.4. Diagrama de caja.

Primer cuartil: Es el valor de la variable que deja por debajo o antes de sí el 25% de los datos. Es la mediana de la primera mitad de los datos.

Mediana: Es el valor de la variable que deja el mismo número de datos antes y después de él.

Tercer cuartil: Es el valor de la mediana de la segunda mitad de los datos, que deja bajo de sí el 75% de estos.

Valores atípicos: Se refiere a aquellos valores dispersos dentro de la distribución.

En distribuciones de datos donde las cotas no están bien definidas o no existen (teóricamente), los valores muy lejanos al primer y tercer cuartil se suelen considerar atípicos, aunque eso no significa que no formen parte de la distribución o sean producto de error muestral, sino que su aparición es poco probable.

GLOSARIO

Aleatorio: Pertenciente o relativo al juego de azar. Refiriéndose a una variable indica que es impredecible su valor o que su función es no determinista.

Determinista: Relativo al determinismo, es decir, la teoría que supone que la evolución de los fenómenos naturales está completamente determinada por las condiciones iniciales.

Efecto estroboscópico: Es producido por la luz intermitente o parpadeante a frecuencia constante apreciable por la visión humana, causa la ilusión de que objetos en movimiento periódico se encuentran estáticos.

Estocástico: Teoría estadística de los procesos cuya evolución en el tiempo es aleatoria, tal como la secuencia de las tiradas de un dado.

Fuelóleo: *Fueloil* o combustóleo. Es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre un 30 y un 50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono, y su color es negro. El fueloil se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos.

Probabilista: Relativo a un análisis probabilístico, es decir, basado en probabilidades de ocurrencia de eventos regidos por variables aleatorias.

Variable continua: Aquella que puede tomar cualquier valor dentro de un intervalo, esto significa que los valores posibles de esta variable abarcan todo el conjunto de los números reales comprendidos en su intervalo de variación o recorrido.

Variable discreta: Aquella que sólo puede tomar un conjunto discreto de valores.

ABREVIATURAS

ADIE: Asociación Danesa de la Industria Eólica.

BT: Baja tensión, voltaje menor a 600V.

CDF: Función acumulada de probabilidad.

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energética, Medioambientales y Tecnológicas.

CSC: Coeficientes de sensibilidad constante.

CSV: Coeficientes de sensibilidad variables.

DOE: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América.

EPRI: Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica.

FDCP: Flujo de carga probabilista.

GD: Generación Distribuida.

ILCE: Instituto Latinoamericano de Comunicación Educativa.

kV: Kilovoltio, mil voltios.

LGE: Ley General de Electricidad.

m: metro.

MCI: Motor de combustión interna.

MT: Media tensión, voltaje mayor o igual a 600V y menor a 115kV.

PDF: Función de distribución de probabilidad.

RAE: Real Académica Española.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

UT: Unidad de Transacciones.

V: Voltio.

W: Watt o vatio.

BIBLIOGRAFÍA

(Borkowska, 1974)

Probabilistic Load Flow

Barbara Borkowska
Institute of Power
Polonia, 1974.

(Allan *et al*, 1976)

Numerical Techniques in Probabilistic Load Flow Problems

R. N. Allan, C. H. Grigg, M. R. G. Al-Shakarchi
International Journal for Numerical Methods in Engineering, Páginas 853 – 860, 1976.

(Allan y Al-Shakarchi, 1976)

Probabilistic A.C. Load Flow

R. N. Allan, M. R. G. Al-Shakarchi
Proc. Inst. Elect. Eng., IEE, volumen 123, páginas 531-536, 1976.

(Allan *et al*, 1977)

Probabilistic Techniques in a.c. load flow analysis

R. N. Allan, M. R. G. Al-Shakarchi
Proc. Inst. Elect. Eng, volumen 124, páginas 154–160, 1977.

(Allan *et al*, 1981)

Probabilistic load flow using multilinearisations

R.N. Allan, A.M. Leite da Silva
Proc. Inst. Elect. Eng, volumen 128, páginas 280-287, 1981.

(Leite da Silva *et al*, 1984)

Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers

A. M. Leite da Silva, V.L. Arient, R.N. Allan
IEEE transactions on power apparatus and systems, volumen 103, páginas 1524-1530, 1984.

(Leite da Silva, Arient y Burchett)

Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions

A.M. Leite da Silva, V.L. Arient, R.C. Burchett
IEEE transactions on power apparatus and systems, volumen 100, páginas 2539-2546

(Golkar, 2003)

A new probabilistic load flow method for radial distribution networks”

M.A. Golkar
European transactions on electrical power , volumen 13, páginas 167-172, 2003

(Sanders, 1989)

Probability Concepts in electric power systems

Geroge J. Sanders
Wiley, 1989

(Chen *et al*, 2008)

Probabilistic load flow: A review

P. Chen, Z. Chen, B. Bak-Jensen
Universidad de Aalborg
2008

(Voorpoels, 2004)

The modelling of large electricity-generation systems with applications in emission-reduction scenarios and electricity trade.

Kris Voorpoels
Universidad Católica de Lovaina, Bélgica, 2004
<http://www.mech.kuleuven.be/en/doctorates/voorspools.pdf>

(Stevenson y Grainger, 1996)

Análisis de sistemas de potencia

J.J. Grainger, W. D. Stevenson Jr.
McGraw-Hill, 1996

(Walpole *et al*, 1998)

Probabilidad y estadística para ingenieros

R. Walpole, R. Myers, S. Myers,
Pearson Prentice Hall, Sexta Edición, 1998

(Méndez, 2005)

Análisis técnico y regulatorio de viabilidad de una comercializadora verde

Víctor H. Méndez
Universidad Pontificia Comillas
España, 2005

(Pérez Estrada, 1998)

Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica

Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
J.I. Pérez Estrada
España, 1998

(LGE, 2009)

Ley General de Electricidad

Asamblea Legislativa de El Salvador, 2009

(SIGET, 2002)

Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
2002

(Castells y Cadavida, 2005)

Tratamiento y valorización energética de residuos

Sección 2.7.1: "Clasificación de la biomasa"

Xavier Elías Castells y Carlos Cadavid

España, 2005

(ADIE, 1998)

Coefficiente de potencia

ADIE: Asociación Danesa de la Industria Eólica (Danish Wind Industry Association)

Dinamarca, 1998

www.windpower.org

(CIEMAT, 2010)

Plataforma Solar de Almería

Centro de Investigaciones Energética, Medioambientales y Tecnológicas

España, 2010

<http://www.psa.es/>

Andasol, 2008)

Las centrales eléctricas de colectores cilindro parabólicos: De Andasol 1 a 3

Solar Millennium

Alemania, 2008

(Ausra, 2010)

Solars-team Generator for Electricity and Industrial Processes.

<http://www.ausra.com/technology/experience.html>

(DOE, 2005)

The Potential Benefits of Distributed Generation and the Rate-Related Issues That May Impede Its Expansion

Departamento de Energía

Estados Unidos de América, 2005

<http://www.energy.gov/>

(EPRI, 2000)

Power Quality Impacts of Distributed Generation: Guidelines

Electric Power Research Institute (EPRI),

Palo Alto, California, 2000.

(Greenpeace, 2009)

Energía Solar Térmica de Concentración, perspectiva de 2009

Greenpeace International, 2009

http://www.solarpaces.org/Library/docs/CSP_2009_Spanish.pdf

(Tannini *et al*, 2008)

Energía Eólica: Teoría y características de las Instalaciones

Ricardo Tannini, Jorge González, Sábino Mastrángelo.

Comisión Nacional de Energía Atómica

Argentina, 2008

<http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b13/eolica1.pdf>

(Asociación Azucarera de El Salvador, 2010)

Asociación Azucarera de El Salvador

El Salvador, 2010

http://www.asociacionazucarera.com/nav10_produccion.html

(Prado Ramos, 2006)

Estudio de Scaling Up en micro centrales hidroeléctricas: Estudio de soluciones prácticas ITDG

Graciela Prado Ramos

Perú, 2006

(ILCE, 2010)

Instituto Latinoamericano de Comunicación Educativa, ILCE

México, 2010

<http://www.ilce.edu.mx>

(Gómez Romero, 2002)

Pilas de combustible, energía sin humos

Pedro Gómez Romero, 2002

<http://www.cienciateca.com/fuelcells.html>

(DOE, 2009)

Celdas de combustible: Tipos de celdas de combustible

Departamento de Energía de los

Estados Unidos de América, 2009

http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/fc_types.html

(RAE, 2001)

Diccionario de la Lengua Española

Real Academia Española

22 Edición, 2001

(Almanaque Mundial, 1998)

Almanaque Mundial

Editorial Televisa

México, 1998