

PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA A BASE DE GAS NATURAL USANDO RECOCIDO SIMULADO

OSCAR MAURICIO LAVERDE SAAVEDRA

**Programa de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingenierías
Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira, Noviembre 1 de 2014**

**PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN
DISTRIBUIDA A BASE DE GAS NATURAL USANDO RECOCIDO SIMULADO**

OSCAR MAURICIO LAVERDE SAAVEDRA

Proyecto de grado

Para optar al título de Ingeniero Electricista.

**Director del Proyecto: PhD Harold Salazar Isaza
Co-director: Ms.C. Carlos Arturo Saldarriaga Cortés**

**Programa de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingenierías
Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira, Noviembre 1 de 2014**

Contenido

	Pág.
1. Introducción.	6
1.1-¿Qué es planeamiento?	6
1.2 Breve descripción de la GD.....	7
1.3 Planeamiento + GD	8
1.4 Estado del arte	9
1.5 Descripción del problema.....	11
1.6 Organización del documento.....	12
2. Análisis acerca de la Generación Distribuida.....	14
2.1 Introducción.....	14
2.2 Definición.....	15
2.3 Tecnologías usadas para la GD	16
2.3.1 Solar	16
2.3.2 Eólica	17
2.3.3 Diesel.....	17
2.3.4 Gas Natural.....	18
2.4 Beneficios de la GD.....	19
2.5 Posibilidades de los GD en Colombia	21
3. Vista general sobre el sistema eléctrico colombiano y su posible integración con el sistema de gas natural	22
3.1 Introducción sobre el sistema eléctrico Colombiano	22
3.2 Posible integración del sistema eléctrico y de gas natural.	23
3.3 Normatividad Colombiana: ley 1715 del 2014.....	25
4. Recocido Simulado como técnica de optimización de sistemas eléctricos	27
4.1 Introducción: Recocido Simulado	27
4.2 Formulación del problema, uso de Recocido Simulado	28
4.3 Recocido Simulado aplicado al Sistema de Distribución: Metodología	31
4.4 Programa maestro.....	31
4.4.1 Temperatura inicial.	33
4.4.2 Parámetros de control.....	35
4.4.3 Mecanismo de transición	36
4.4.4 Criterios de parada	39
4.5 PROGRAMA ESCLAVO.....	41

5. Análisis de resultados	43
5.1 Introducción	43
5.2 Descripción del problema	43
5.3 Análisis de resultados: Primera etapa, 24 nodos.	45
5.4 Análisis de resultados: segunda etapa, 54 nodos.	50
6. Conclusiones y aplicaciones.....	53
7. Bibliografía	54

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Sistema de distribución de 54	12
Figura 2: Ubicación de GD para la reducción de pérdidas.....	20
Figura 3: Participación por Tecnología	22
Figura 4: Integración del sistema eléctrico y gas natural tomado de [20]	25
Figura 5: Diagrama de Flujo del Algoritmo Recocido Simulado	32
Figura 6: Algoritmo para la Temperatura inicial	34
Figura 7: Diagrama de flujo del mecanismo de Transición	37
Figura 8: Sistema eléctrico de distribución	44
Figura 9: Topología inicial	47
Figura 10: Comportamiento de Recocido Simulado.....	49
Figura 11: Topología final	51

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Rangos de GD	16
Tabla 2: Descripción de diferentes tecnologías tomado de [12]	18
Tabla 3: Analogía entre Recocido Físico y Recocido Simulado.....	28
Tabla 4: Costo de expansión	46
Tabla 5: Costo de expansión con Recocido Simulado.....	46
Tabla 6: Resultados GD y SE, etapa1	47
Tabla 7: Resultados Líneas de distribución, etapa 1	48
Tabla 8: Costo de expansión, etapa 2	50
Tabla 9: Resultados GD y SE, etapa 2	51
Tabla 10: Resultados Líneas de distribución, etapa 2	52

1. Introducción.

1.1-¿Qué es planeamiento?

Las grandes compañías alrededor del mundo se han reestructurado desde los años 1990's lo que ha permitido una mayor flexibilidad en el planeamiento de sistemas eléctricos en todas sus aéreas. Las utilidades de estas compañías están basadas en minimizar los riesgos de inversión más aun en países en vía de desarrollo donde la demanda empieza a aumentar a un ritmo acelerado.

Las estrategias de las compañías de distribución deben tener en consideración los retos que existen actualmente, entre ellos están la diversificación del sector, la entrada de generadores a pequeña escala y la calidad en el servicio de energía eléctrica.

En muchos casos las compañías de distribución no cuentan con incentivos para reducir sus costos de operación, sin embargo últimamente se ha empezado a implementar los incentivos por regulación [1]. En esta referencia se especifica que los sistemas de distribución no se rigen por las reglas de mercado, en cambio lo único que se busca es aumentar su eficiencia.

En búsqueda de esa eficiencia, el planeamiento de sistemas eléctricos tiene en consideración la expansión o re-potenciación de las redes de transmisión y de distribución, garantizando el correcto cumplimiento del servicio de energía eléctrica a corto y a largo plazo. Además debe garantizar la estabilidad financiera del sector manteniendo la libre competencia entre los actores del sistema eléctrico.

Una de las consideraciones más importantes a tener en cuenta son los estudios de proyección de demanda, los cuales nos pueden orientar para una planificación a largo plazo que por lo general es a 10 años.

Dentro de los costos de expansión se contemplan la construcción o la re-potenciación de líneas de distribución y subestaciones. Hoy en día dentro de este plan de expansión se está empezando a considerar la entrada de nuevas tecnologías para la generación a pequeña escala.

El objetivo principal del planeamiento del sistema eléctrico es minimizar costos de dicha expansión; los costos más elevados provienen de la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas por lo general de millones de dólares, sin contar con el costo social por el desplazamiento de comunidades enteras para darle paso a los embalses.

Se debe considerar la red existente como una red fija que no se puede modificar, el planeamiento de sistemas de distribución debe girar en torno a esta topología fija así la existencia del mismo implique mayores dificultades, hay que recordar que el objetivo es la minimización de los costos y el reemplazo de una red ya existente no se debe considerar debido a los grandes costos que esto tendría.

1.2 Breve descripción de la GD

El desarrollo de los países está muy ligado a la evolución de sus sistemas eléctricos, es por esto que se hacen grandes esfuerzos para tener un sistema que funcione de manera óptima; de manera que no se deben ahorrar esfuerzos en mantener la oferta eléctrica del país; además de las restricciones para la construcción de nuevas subestaciones y líneas de transmisión [2] han impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías y técnicas que permitan la evolución de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Entre estas nuevas técnicas se ha retomado el concepto de Generación Distribuida (GD). Aunque su definición exacta aun no es clara, su aplicación trae grandes beneficios como la reducción de pérdidas, respaldo en los picos de carga, corrección del factor de potencia, inyección de potencia reactiva entre otros.

Existe gran variedad de tecnologías que pueden ser usadas para la implementación de la GD, el uso de cada una dependerá de la aplicación y lo que se busca de ella, en general se recomienda el uso de GD con energías primarias que sean constantes y que manejen niveles aceptables de generación eléctrica, de esta manera se garantiza altos niveles de confianza para aplicaciones como la de reforzar el sistema de distribución.

A pesar de sus grandes ventajas mencionadas anteriormente, la GD puede ser perjudicial para el sistema al ser susceptible a sobre voltajes por un mal dimensionamiento de los GD [2], aunque esto solo depende de las condiciones de operación [3], por esta razón se debe tener especial cuidado a la hora de

implementar esta técnica en sistemas de distribución y por esto es tan importante una buena planificación en la integración de los sistemas eléctricos con la GD.

1.3 Planeamiento con GD

Como ya se ha mencionado, los beneficios de la GD implementado en los sistemas eléctricos dependerá de la planificación que se le haga de manera conjunta, para esto se deben tener muy en cuenta las restricciones del problema y el tipo de tecnología que se quiere usar para la GD.

A pesar que un sistema de distribución puede ser robusto, este no es ajeno a fallas ocasionadas por diferentes factores externos tan complicados como las fuertes lluvias acompañadas de vientos los cuales pueden originar caída de conductores, como los más simples como la salida de una línea de media tensión provocada por animales en las subestaciones; lo anterior acompañado de demás factores puedes dejar sin servicio a gran cantidad de usuarios afectando los indicadores internacionales de la empresa como el SAIFI y SAIDI, los cuales repercuten en las utilidades netas por penalizaciones por falta del servicio eléctrico.

Una de las ventajas de la GD es precisamente evitar la menor cantidad de usuarios afectados al presentarse cualquier tipo de falla, lo que evitaría dichas penalizaciones por falta de servicio y a la vez aportaría para mejorar el mismo.

A medida que la carga empieza a aumentar, la capacidad de los sistemas eléctricos empieza a acercarse a los límites de los mismos lo que hace necesario el aumento de su tamaño; esto se logra aumentando la capacidad de las subestaciones y de las líneas de transmisión y distribución [4] lo cual implica en muchas ocasiones la construcción de nuevos alimentadores.

Esta estrategia puede resultar muy costosa tanto en lo económico como en lo social y ambiental, por lo que se está empezando a buscar estrategias alternativas que permitan el aumento de la capacidad de los sistemas eléctricos sin que sea necesaria una gran cantidad de inversión.

Una de las estrategias que comienza a tener importancia a nivel mundial es el uso de la GD para el planeamiento de sistemas eléctricos en especial en la parte de distribución. Dentro de los beneficios de la GD en los sistemas eléctricos se

encuentran la reducción en el capital de inversión, aumenta la vida útil de los alimentadores, disminuye las pérdidas y ayuda en los perfiles de voltaje [4].

Muchos autores han investigado el uso de los GD en los sistemas eléctricos alrededor del mundo usando diferentes tecnologías, donde se deja claro que no existe una metodología única ya que esta planeación dependerá de factores como la topología, el tipo de sistema y las tecnologías usadas en los GD's que se encuentren disponibles.

Sin embargo el uso de los GD se debe comparar con el de un sistema centralizado para así determinar si para un problema en específico cuál de las metodologías es más conveniente.

Existe muy poca documentación acerca de este tipo de planeamiento donde se tomen los dos sistemas de forma integrada, siempre se han analizado como dos sectores independientes. Tanto en [5] como en [6] proponen el uso del gas natural como combustible primario para la GD debido a que permite una generación de energía eléctrica mucho más estable que los GD's con energías renovables ya que estas dependen de muchos casos de las condiciones climáticas.

1.4 Estado del arte

La reestructuración del sector eléctrico ha permitido la entrada de nuevos conceptos y teorías para la mejora del mismo a nivel de generación, transmisión y distribución, todo esto con la idea de hacer del sistema eléctrico lo más óptimo y confiable como sea posible.

Gracias a la reestructuración del sector eléctrico que ha permitido una mayor flexibilidad en el planeamiento de sistemas eléctricos, ha logrado que la generación pase a ser coordinado por el mercado [7], lo que establecerá políticas de competencia y al largo plazo conllevará a la desverticalización del sector.

Como consecuencia de la reestructuración del sector eléctrico se puede presentar cierta incertidumbre en los mercados de la electricidad, lo cual puede favorecer la entrada de generación a pequeña escala debido a que se requiere de un capital muy elevado para la construcción de grandes centros de generación [8].

La GD proporciona una “generación óptima” de electricidad [9] al evitar los costos asociados a la transmisión de energía [5]; todo esto acompañado de los avances en la tecnología que permiten que la generación distribuida sea económicamente factible.

Uno de los beneficios más relevantes es la reducción en las pérdidas en las líneas de transmisión al poder ser instalada cerca de la carga. Las pérdidas en las líneas de transmisión están directamente relacionadas con la cantidad de corriente que circula en ellas, si se usa la GD cerca de la carga para alimentarla, se podría reducir la cantidad de corriente que circula por las líneas de transmisión, así disminuir las pérdidas en los conductores [10] y por consiguiente bajar los costos de operación.

Muchos autores han estudiado los grandes beneficios de la GD sobre los sistemas de distribución, [11] por ejemplo propone su uso para mejorar los perfiles de tensión mediante la inyección de reactivos. En [10] se hace énfasis en la reducción de pérdidas en las líneas gracias a la correcta ubicación de GD.

Precisamente la óptima ubicación de los GD merece un estudio más avanzado, en [12] se hace un análisis completo de las pérdidas en los sistemas de distribución y un como el correcto dimensionamiento y posición de los GD dentro del sistema de distribución, permite la disminución de las mismas.

La GD encontró en esta reestructuración un espacio en el cual ya es protagonista en muchos países alrededor del mundo, en [5] se hace un estudio completo de la implementación de GD en Italia que a pesar que tiene como conclusión que la GD aun no supera en beneficios a la generación centralizada, hay que entender que las condiciones geopolíticas de cada país son diferentes y que se deben hacer estudios teniendo en cuenta las condiciones locales.

En Colombia la GD empieza a tenerse en cuenta debido a que ya se pueden presentar ciertas limitaciones para la construcción de nuevas centrales de generación como de líneas de transmisión, volviendo atractivo las ventajas que este tipo de planeamiento presenta como la solución de diversos problemas que tiene la generación centralizada, además permite fijar un precio más estable y una calidad de servicio de energía más confiable para el sector industrial; en [13] se hace un análisis completo de la GD como posible tecnología a implementar en Colombia.

Ya se ha mencionado con anterioridad que el uso de la GD depende en gran medida de un correcto planeamiento debido a que este se debe integrar al sistema eléctrico existente, para esto diferentes autores han presentado diversos estudios para su implementación; se ha observado cierta tendencia a usar Gas Natural como combustible para la GD debido a su bajo costo y es una fuente constante de energía.

En [6] se presenta un análisis muy completo para la integración del sistema eléctrico con el de gas natural, esto con el fin de buscar la forma de integrarlos para aprovechar las ventajas de la GD. En el artículo se definen las ecuaciones y restricciones necesarias para realizar un modelo integrado de despacho operativo, además aconseja usar técnicas metaheurísticas para la solución de este modelo al ser uno no lineal.

1.5 Descripción del problema

El planeamiento de sistemas eléctricos está enfocado en la reducción en los costos de operación y construcción de los mismos, por lo que nuevos enfoques y tecnologías se están tomando en cuenta para no solo bajar el capital de inversión, sino para la mejora en la calidad del servicio de energía eléctrica.

Uno de los nuevos enfoques usados en esta investigación es el uso de la GD en los sistemas eléctricos de distribución; este enfoque se hace con el análisis del sistema de distribución eléctrica y de gas natural como un solo sistema integrado y basándose en el trabajo realizado en [6].

En este documento se supondrá el uso de generadores distribuidos a base de gas natural debido a que son fuentes constantes y confiables, lo cual permitirá obtener un sistema de distribución eléctrica más estable y robusta.

El sistema consta de un total de 24 nodos y 31 líneas de las cuales 11 son existentes y el resto son propuestas. Potencia activa total de 33,7 MW y potencia reactiva de 15,19 MVAR. La metodología propuesta busca la mejor configuración posible dentro de una gran cantidad de variables.

Hay que mencionar que esta primera topología hace parte de una mucho más grande, que comprende un total de 54 nodos y lo que se busca con la primera etapa es encontrar una topología inicial que permita un mejor análisis del sistema total. La segunda etapa consiste en el planeamiento de un sistema de distribución

de 54 nodos, 72 líneas, 4 subestaciones y 5 generadores distribuidos a base de gas natural como se muestra en la figura 1.

El problema de planeamiento del sistema de distribución mostrado en la figura 1, consiste en encontrar la topología que tenga el mínimo costo eléctrico posible, entre ellos está el costo asociado a la construcción y re potenciación de las líneas y de las subestaciones y de los costos de la construcción de los generadores distribuidos a base de gas natural; también se debe tener en cuenta los costos por pérdidas eléctricas.

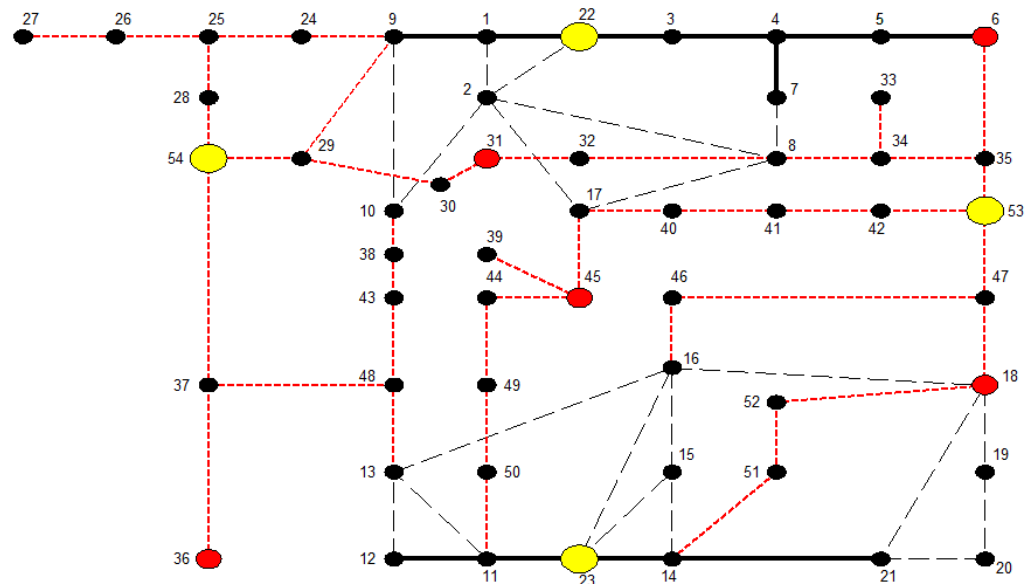


Figura 1: Sistema de distribución de 54 nodos

1.6 Organización del documento

Este documento contará con un análisis general acerca de la GD donde se tratará de establecer la definición más correcta del mismo, seguido de las tecnologías más usadas y de una completa justificación del uso del gas natural como fuente primaria para la GD.

En el capítulo 2 se da una contextualización del sistema eléctrico colombiano para determinar de qué forma la GD puede mejorar la misma, además se expondrá algunas definiciones, tecnologías, beneficios y oportunidades en Colombia de la GD.

El capítulo 3 se estudiara la posible integración del sistema eléctrico con el sistema de gas natural, además se da un breve repaso de la legislación colombiana que lo permite.

Posterior a esto en el capítulo 4 se estudiara de forma detallada la técnica metaheurística Recocido Simulado, explicando cada una de sus partes y funcionamiento; además de exponer la forma en que se implementó en el sistema de prueba de este trabajo.

Ya en el capítulo 5 se analizaran los resultados obtenidos de un sistema de prueba de 54 nodos y se explican algunas modificaciones al algoritmo para que este sea más eficiente al tratarse de un problema más complejo, sobretodo en la segunda etapa.

En el capítulo 6 se encontraran las conclusiones de este trabajo y las posibles aplicaciones de esta técnica para la solución de problemas de planeamiento de sistemas eléctricos.

Finalmente en el capítulo 7 se muestra la bibliografía consultada en esta investigación.

2. Análisis acerca de la Generación Distribuida.

2.1 Introducción

Uno de los sectores más sensibles de la economía colombiana frente al cambio climático en el sector eléctrico, debido a la ubicación geográfica del país es propenso a sufrir fenómenos climáticos que alteren los ciclos normales de lluvias, teniendo en cuenta que la generación por plantas hidroeléctricas es del 64% (9,265 MW) [14].

La UPME dentro de sus planes de expansión y confiabilidad, prevé para el 2021 un aumento de 3100 MW de los cuales 540MW sea generación renovable o cogeneración, esto con el fin de diversificar el sector y aumentar la confiabilidad del mismo.

La instalación de todas las plantas para cumplir esta meta para el 2021 puede acarrear gastos en construcción de nuevas plantas de generación, además de los costos asociados a la re potenciación o en muchos casos a la creación de nuevas líneas de transmisión. Este último ítem es de vital importancia ya que por las nuevas regulaciones ambientales, la construcción de líneas de transmisión ya se encuentra restringida en algunos lugares del territorio nacional.

La UPME dentro de su plan de transmisión tuvo en consideración la entrada al sistema de los proyectos de generación de Ambeima, Termotasajero II, San Miguel e Ituango, además de la entrada de un gran consumidor como Drummond [14]. En este plan se definieron estrategias para mejorar la calidad, confiabilidad, la reducción de restricciones y la correcta prestación del servicio de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior y los planes de expansión a 2021, la UPME analiza la implementación del “Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y de Demás Formas de Energía Eléctrica”-PROURE- [14]. En este artículo menciona que con la correcta implementación de este programa no sería necesaria la expansión planificada de generación para 2010 -3100 MW- ya que los indicadores de “Confiabilidad Energética” estarían dentro de los límites de regulación.

Aquí es donde la Generación Distribuida (GD) toma importancia para la implementación del PROURE, mejorando la confiabilidad y la calidad del servicio

de energía eléctrica ya que en este trabajo se busca esto a nivel del sistema de distribución.

Los beneficios de la GD distribuida depende de muchos factores, entre ellos la ubicación que por lo general es cerca de los centros de consumo. Una de las estrategias propuestas por [12] es la de encontrar la ubicación óptima GD mediante la reducción de pérdidas en el sistema la cual será aplicada en esta investigación. Posteriormente se mencionará más a fondo sobre esto y otros beneficios de la GD.

2.2 Definición

La definición de GD en la literatura especializada varía según su autor, algunos la definen según su ubicación y otros por su capacidad. Aquí es donde se puede encontrar las mayores diferencias. En [15] se hace un estudio muy detallado de las más importantes, lo cual muestra la falta de consenso en la búsqueda de una definición satisfactoria.

El mismo término “Generación Distribuida” es cambiado por muchos autores. En [16] la llama “Embedded Generation” que viene del concepto de generación “incrustada” en el sistema de distribución o “Dispersed Generation” para diferenciarla de la generación centralizada.

En [15]-[16] plantean ciertas características que servirán para que el lector se haga una idea de lo que es la generación distribuida, dentro de las más importantes se encuentra:

- No tiene despacho ni planeamiento centralizado.
- Se encuentra cerca de la carga.
- Normalmente conectada al sistema de distribución.
- Manejan potencias menores a 100MW.

En esta última característica, se puede subdividir para definir con más precisión lo que es GD. Hay que destacar que [15] hace una afirmación muy importante al decir que el tamaño de la GD no es importante para encontrar una definición acertada, ya que la máxima capacidad de un GD dependerá del sistema de distribución al que se le conecte. Sin embargo a la hora de categorizar la GD, el autor propone su subdivisión en categorías como se muestra en la siguiente tabla:

Micro	GD	~1 Watt < 5 kW
Pequeña	GD	5 kW < 5 MW
Mediana	GD	5 MW < 50 MW
Grande	GD	50 MW < ~300 MW

Tabla 1: Rangos de GD [15]

Algunos autores definen como generación dispersa la que se encuentra en entre 1kW y 1 MW.

Como se puede notar es difícil encontrar una definición exacta de lo que es la GD a pesar que no es un concepto muy nuevo, solo hasta ahora empieza a tomar relevancia como una forma de mejorar la calidad de la energía eléctrica y algunos países con grandes centrales eléctricas a base de combustibles sólidos, como forma de reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

En el contexto de este trabajo la GD se definirá como el proceso de producción de energía eléctrica cerca a la carga, que tendrá como función la reducción de pérdidas en el sistema y aportando a la calidad del servicio en los usuarios finales. Por los niveles manejados en esta investigación y de acuerdo con la tabla 1, la GD será una generación a mediana escala.

2.3 Tecnologías usadas para la GD

Como ya se ha mencionado, el objetivo principal de la implementación de la generación distribuida es la búsqueda de aumentar la confiabilidad y calidad de la energía eléctrica, por este motivo se debe analizar las diferentes tecnologías usadas para la GD y se verificar su impacto real en el sistema de distribución.

2.3.1 Solar

Este tipo de tecnología permite convertir la energía solar en energía eléctrica lo que implica un ahorro sustancial ya que no se hace necesario el uso de combustibles y su mantenimiento es básico. Este tipo de tecnología es una de las baratas en sentido de costos de operación, pero como se verá más adelante, esta tecnología aún está limitada a pequeña escala.

El uso de los sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica requiere la conexión de varias celdas en paralelo a la red, aunque esta configuración reduce los gastos de inversión ya que no necesita una batería ni regulador, el costo de esta tecnología sigue siendo muy alta.

Algunas de las restricciones económicas más importantes que impide el uso de celdas solares para la GD son su costo de instalación y su baja eficiencia.

2.3.2 Eólica

Este tipo de tecnología se encuentra ampliamente desarrollada, su generación se encuentra entre 30 kW y 300MW y cuenta con altos índices de confiabilidad cercanos al 97 % [14].

Sin embargo se ha abierto la discusión si este tipo de generación puede ser vista como GD ya que requiere de una ubicación específica donde las condiciones de viento sean las adecuadas para su funcionamiento, lo que no permite su instalación en muchos lugares cerca a la demanda.

Por esta razón, la generación eólica es considerada más como una generación centralizada [17], por ejemplo en Colombia, La UPME junto con el Banco Interamericano de Desarrollo se está estudiando la posibilidad de la entrada de un parque eólico de 400 MW para la generación centralizada.

2.3.3 Diésel

Los generadores eléctricos a base de diésel son altamente usados en la industria como plantas de emergencia debido a su rápida respuesta y su amplio rango de potencia [18].

La eficiencia de las plantas a base de diésel es alta como se puede observar en la tabla 2. Además cuenta con una eficiencia cercana al 43%, que es bastante grande comparada con las tecnologías anteriormente mencionadas y podría ser candidata para su uso en la GD conectada directamente a la red de distribución.

Sin embargo, el uso de plantas diésel como GD no es bien visto debido a que es una tecnología con la más alta emisión de gases de efecto invernadero, lo que va en contra vía de lo que se busca actualmente.

Technology	Diesel Engine	Gas Engine	Gas Turbine	Micro-turbine	Fuel cell	Photo-voltaic
Size (kW)	20-10 000 +	50-5 000 +	1 000 +	30-200	50-1 000 +	1 +
Efficiency (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	n.a.
Generator cost (USD/kW)	125-300	250-600	300-600	500-750	1 500-3 000	n.a.
Turnkey cost (USD/kW)	350-500	600-1 000	650-900	1 000-1 300	1 900-3 500	5 000-7 000
Heat recovery cost (USD/kW)	n.a.	75-150	100-200	200-600	included	n.a.
O&M cost (USD/MWh)	5-10	7-15	3-8	5-10	5-10	1-4
CO ₂ emissions (kg/MWh)	650	500-620	580-680	720	430-490	0
NO _x emissions (kg/MWh)	10	0.2-1.0	0.3-0.5	0.1	0.005-0.01	0

Tabla 2: Descripción de diferentes tecnologías tomado de [12]

2.3.4 Gas Natural.

Desarrolladas gracias a la industria aeronáutica, las turbinas a gas natural se encuentra dentro del tipo de tecnología más opcionada para su uso en la GD gracias al desarrollo de nuevas tecnologías como las micro turbinas que permiten aumentar su eficiencia.

En el caso particular de Colombia, la mayoría de su generación térmica es basada en gas natural, participando con 3861 MW de generación [14] debido a que el país cuenta con grandes reservas, lo que hace de esta tecnología una de las más eficientes con el combustible más barato.

Las turbinas a gas natural permiten muy buenos tiempos de respuesta debido a su poca inercia [18] y tiene un mejor desempeño si comparamos su precio contra la eficiencia y tamaño. Además como se puede observar en la tabla 2, sus emisiones de CO₂ son muy bajas y son mucho menos ruidosas que las plantas a base de diesel, lo que hace que esta tecnología sea considerada a nivel mundial para la GD cercanos a los centros urbanos.

En el contexto de esta investigación, uno de los objetivos es ayudar en la calidad de la energía eléctrica, con las turbinas a base de gas natural se contribuye a esto ya que no presentan problemas de armónicos ni flicker [18].

2.4 Beneficios de la GD

A lo largo de este documento se ha dado una vista general de las ventajas a nivel económico que posee la GD frente a la generación centralizada, aunque el objetivo principal de este documento no es hacer un análisis completo sobre estos beneficios, se profundizara un poco más en estos para aportar a la discusión sobre lo conveniente de su implementación.

A pesar de lo que se pueda pensar, la GD no es un tema reciente. Recordemos que la generación en Colombia empezó como una serie de empresas que generaban energía eléctrica en sus ciudades de origen a principios de siglo XX [19], aunque en el panorama actual la GD ya no sea la predominante sus beneficios empiezan a ser estudiados para mejorar el sistema eléctrico hoy centralizado.

Precisamente al ser el sistema eléctrico de forma centralizada, puede verse más vulnerable a fallas que conlleven a la desconexión de carga, algo impensable hoy en día. La GD permite en parte servir como respaldo en estos casos extremos al estar tan cerca de la carga, además permite que el sistema de distribución pase de ser una red pasiva a una activa, lo que permite controlar y mejorar los niveles de voltajes [11].

A nivel de distribución ocurren las mayores pérdidas ocasionadas por muchos motivos, uno de ellos es una mala regulación en tensión, en [20] se hace un estudio muy detallado para la inyección de potencia reactiva para mejorar los perfiles de tensión mediante la ubicación de bancos de condensadores. Sin embargo [11] propone el uso de los GD para la inyección de reactivos al sistema y así evitar los costos de la transmisión de potencia reactiva desde grandes distancias.

Dentro de los benéficos técnicos de la GD se encuentra la reducción de pérdidas en el sistema de distribución, ya que dependiendo de su ubicación y tamaño permitirá la reducción de la corriente que circula a través de grandes distancias.

Con respecto a la ubicación óptima de un GD, en la figura 2 extraída de [12] ilustra la ubicación de un GD; el mismo autor presenta un estudio detallado sobre el tema y también hace énfasis en la compensación de reactivos como ya se ha mencionado.

La reducción de pérdidas por la disminución en la conducción de corriente en las líneas de transmisión es gracias a la ubicación óptima del GD entre la fuente y la carga, esto está ampliamente estudiado por [10]. Donde podemos observar que con unos simples cálculos podemos determinar la cantidad de reducción en las pérdidas en las líneas.

La figura 2 hace evidente la reducción de corriente en las líneas de transmisión con la entrada del GD [10], donde I_s es la corriente de la fuente, I_G es la corriente del GD e I_L es la corriente que finalmente llega a la carga. Como se puede observar la corriente necesaria para alimentar la carga que proviene desde la fuente, se reduce gracias al uso de los GD's lo cual repercute en la disminución de las pérdidas por los alimentadores.

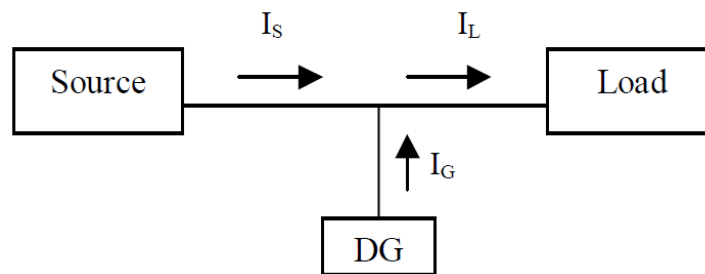


Figura 2: Ubicación de GD para la reducción de pérdidas

Como se puede notar, la GD trae beneficios tanto en el aspecto económico como en el operativo; en lo económico se puede destacar que con GD se cuenta con fuentes de bajo costo para atender la demanda en hora pico [21]. A nivel operativo permite el control de los niveles de tensión, y la reducción de pérdidas al compararse con un sistema totalmente centralizado sin GD; en esta investigación se notara la diferencia en las pérdidas en un sistema de prueba de 54 nodos.

Adicionalmente permite que la red de distribución haga parte activa de todo el sistema eléctrico, lo que permitirá cierto grado de independencia del sistema centralizado

2.5 Posibilidades de los GD en Colombia

En muchos países de la unión Europea han implementado con éxito la GD o cogeneración para reducir los niveles de gases de efecto invernadero que producían hace algunos años atrás; todo esto gracias a normatividad clara acerca del tema por parte de los entes gubernamentales.

En Colombia existen varios estudios relacionados con la implementación de la GD en el país, en [21] se realizó un estudio mediante encuestas realizadas a expertos del sector eléctrico en el país, donde el autor llegó a la conclusión que la GD en Colombia es perfectamente aplicable debido a sus beneficios en la reducción de pérdidas, el aumento de la confiabilidad en el sistema de distribución, la regulación de voltaje y la inyección de reactivos.

En [21] también llama la atención acerca de la pobre normatividad colombiana en este tema, lo que no permite fijar reglas de juego claras para evitar conflictos entre las empresas de distribución y generación.

Una de las grandes desventajas de la GD esta en el desconocimiento de sus grandes beneficios y según [22] los conflictos que por la falta claridad en las normas podrían tener los operadores de red.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, uno de los beneficios de la GD es la reestructuración del sector eléctrico al permitir la entrada de inversión para el desarrollo económico y tecnológico del país. Con la GD los más beneficiados son los usuarios inversionistas al poder prestar el servicio de generación en niveles medianos, mejorando el servicio y teniendo la posibilidad de vender el excedente.

Hay que destacar que en la actualidad, la UPME está elaborando el Plan Energético Nacional –PEN– el cual está colgado en su sitio web. Este documento contiene datos relevantes para el desarrollo de esta tecnología (GD), además en uno de sus apartes abren la posibilidad para el estudio de “nuevas opciones en el portafolio energético” [23] lo cual da a entender el interés de la UPME en diversificar el sector eléctrico.

3. Vista general sobre el sistema eléctrico colombiano y su posible integración con el sistema de gas natural

3.1 Introducción sobre el sistema eléctrico Colombiano

Es importante conocer de forma muy general como se encuentran la participación de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en el país, esto con el fin de tener un panorama un poco más amplio sobre cómo está estructurado el sistema para así determinar la tecnología más adecuada para la implementación de la GD.

Para muchos países alrededor del mundo, el sector eléctrico es uno de los más importantes para el crecimiento de la economía, en especial en países en vía de desarrollo como Colombia; es por eso que existen innumerables investigaciones no solo para mejorar la calidad del servicio, sino también como hacerlo con el menor costo posible.

Debido a la vulnerabilidad del país antes los cambios climáticos, la participación de plantas térmicas en el país ha estado creciendo durante los últimos años, llegando a tener 4521 MW de capacidad instalada [24] cerca del 50% de la capacidad hidráulica como se evidencia en la siguiente figura de [14]

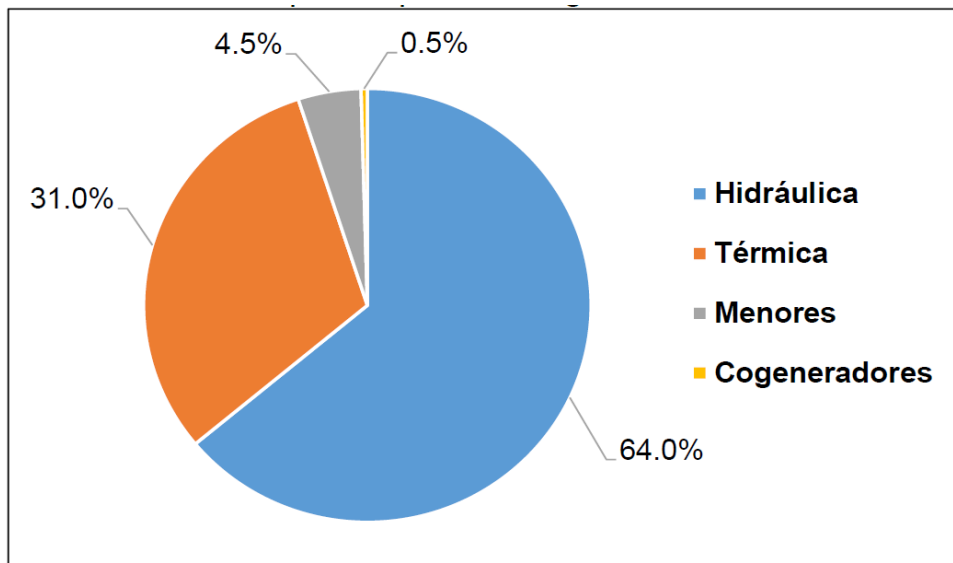


Figura 3: Participación por Tecnología

Fuente de datos: Informe ejecutivo XM –Diciembre 2013

Como se puede observar en la figura 3, la generación térmica ya hace parte importante del sistema eléctrico, lo que permite intuir un gran potencial para nuevas tecnologías para este tipo generación.

La reestructuración del sector eléctrico ha permitido una mayor flexibilidad en el planeamiento de sistemas eléctricos en el área de operación, generación e inclusive en la forma como se comporta el mercado; esto ha permitido que las reglas de juego cambien y permita la llegada de nuevos conceptos como la GD.

El cambio climático también ha influenciado en la forma de planificar los sistemas eléctricos, fenómenos como el Niño ocurridos a los largo de los años permiten que el sector aprenda de sus errores y evolucione para evitar fallas en el sector.

Mientras esto se debate ya existen investigación preliminares que permiten visualizar en un futuro cercano la reestructuración del sector eléctrico para hacerlo mucho más eficiente.

Esta investigación propone la GD a base de gas natural como una forma viable de mejorar el sistema eléctrico, ya que este se desarrolla en la red de distribución donde encontramos las mayores pérdidas del sistema. De esta forma la red de distribución entraría a ser parte activa aportando a la inyección de reactivos para mejorar los niveles de tensión o como respaldo del sistema centralizado.

3.2 Posible integración del sistema eléctrico y de gas natural

El sistema de distribución de gas natural, a pesar de ser relativamente nueva, cuenta con una probabilidad de falla muy baja en lo que tiene que con la continuidad del servicio [25], lo que permite que estos dos sectores sean compatibles para la integración a nivel de distribución.

A nivel de transmisión de gas natural las condiciones son diferentes ya que sigue siendo un sistema muy radial, haciendo de este sistema susceptible a sucesos de tipo climático o de orden público lo que implicaría una falla del sistema para la suministrar el gas natural aguas debajo de la falla.

A pesar de esto, sigue siendo la tecnología para la generación más eficiente y confiable que se puede usar si se quiere obtener todos sus beneficios que se tiene al conectarla al sistema de distribución.

Como se ha mencionado los beneficios de la integración del sistema eléctrico y el de gas natural varían según la situación de cada país, en algunas ocasiones el costo del combustible, en lo que tiene que ver con la extracción y transmisión pueden ser mucho mayores que sus beneficios. En países donde la generación en su mayoría es térmica, no ven con buenos ojos que se aplique una tecnología que aumente la contaminación producidas por las generadoras centralizadas a base de combustibles sólidos.

En Colombia no existe este tipo de inconveniente ya que su producción mayoritaria de energía eléctrica viene de fuentes hídricas, así que los beneficios alcanzados por la GD superan con creces las posibles dificultades que se puedan presentar

Sin embargo esto implica un estudio profundo sobre la optimización de los dos sistemas y su posible integración; de hacer esto posible se podrá aumentar la confiabilidad de la red en general a nivel de distribución. Esto será especialmente beneficioso para el sistema de gas natural.

Si se logra el planeamiento conjunto del sistemas de gas con el eléctrico, esto podría optimizar su despacho de combustible a los centros de consumo y así aportar a un posterior diseño del su sistema de transmisión.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, existen varios estudios que contemplan la posibilidad para la integración del sistema eléctrico con el de gas natural, todo esto en búsqueda de nuevos tipo de generación como la GD que permitan obtener los beneficios mencionados en el capítulo 2.

Existen varios autores a nivel internacional que han contemplado el estudio integrado de los sistemas de eléctricos y de gas natural. Para eso se deben tener diferentes aspectos según el estudio que se desea realizar, en [6] la investigación está basada en los sistemas de distribución por lo tanto no se tiene en cuenta el costo para la construcción o re potenciación de los compresores de gas natural, ya que estos se encuentra a nivel de transmisión [6].

Como se puede observar en la figura 4 extraída de [6] el objeto de este estudio será la integración a nivel de distribución.

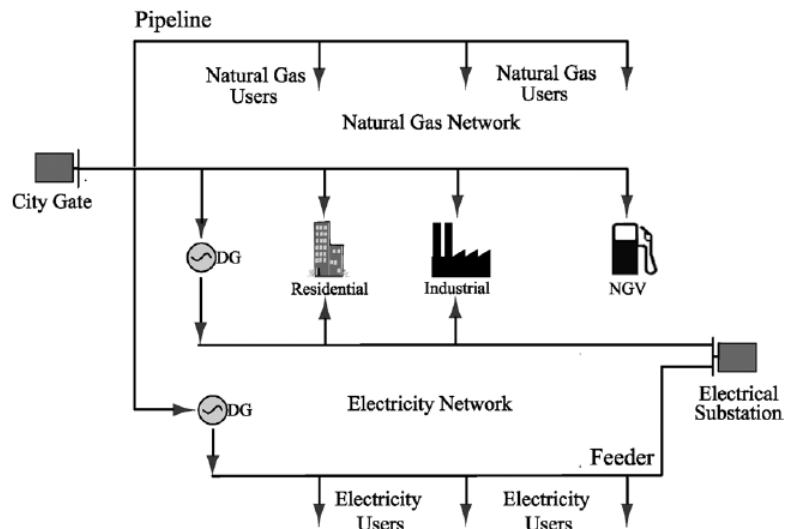


Figura 4: Integración del sistema eléctrico y gas natural tomado de [20]

Hay que recordar que el objetivo de este documento es resolver una topología de un sistema de distribución con GD a base de gas natural con una técnica metaheurística determinada y contrastar los resultados obtenidos en [6]

Como se verá en los capítulos siguientes, el análisis de este trabajo será el dimensionamiento de los GD a base de gas natural, su ubicación y consumo de gas natural; todo esto con la intención de establecer las bases para estudios posteriores.

3.3 Normatividad Colombiana: Ley 1715 del 2014

Recientemente el gobierno sancionó la ley 1715 del 2014 donde incentiva el uso de energías no convencionales además de crear el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía. Esta ley tiene como finalidad el establecimiento de *“un marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía”* [26].

Esta ley propone una interesante definición de GD, según este artículo *“es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL)”* [26]; también hace énfasis que la capacidad de la GD *“se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar”*, esto abre la puerta para que se adelanten investigación sobre sistemas

de distribución reales que permitan el uso de la GD como una opción válida para el mejoramiento del sistema.

Hay que mencionar que en el artículo 6 de esta ley expone las “*Competencias Administrativas*” que corresponde al Gobierno Nacional para la implementación de esta ley, lo que servirá como guía para los requisitos que se deben cumplir para el uso de la GD [26].

Uno de los avances más importantes que tiene esta ley es el que se expresa en su artículo 8 “*Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida*” donde da las pautas para la retribución por parte de GD, el cual se “*remunerara teniendo en cuenta los beneficios que trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de la energía reactiva etc.*” [26]; esto quiere decir que las ganancias de los operarios de los GD's estará en función de los beneficios alcanzados mas no de la cantidad de energía eléctrica producida.

Otro ítem a destacar de esta ley es los incentivos tributarios de aquellas personas obligadas a declarar renta cuando invierten en proyectos para la generación de energía no convencional, esto inyectara de recursos al Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía la cual fomentara la investigación en este tema [26].

El Ministerio de Minas y Energía cuenta con 12 meses a partir de la expedición de esta ley para expedir los lineamientos en política energética para la implementación de dicha ley; a pesar de esto la Ley 1715 del 2014 representa un gran avance en el tema legislativo al crear el marco jurídico necesario para la implementación de la GD en Colombia.

4. Recocido Simulado como técnica de optimización de sistemas eléctricos

4.1 Introducción: Recocido Simulado

El éxito de una “programación matemática” [27] depende del correcto modelo matemático que se le haga al problema que se desea resolver, esta optimización se presenta de la siguiente forma [27].

Optimizar una función objetivo
sa
Conjunto de restricciones.

En esta investigación *Optimizar una función objetivo* será minimizar la inversión en el planeamiento de un sistema de distribución.

Las técnicas metaheurísticas permiten encontrar soluciones sub-óptimas que dependiendo del método usado y la calidad de la programación, permitirán estar tan cerca de una solución global como sea posible. En [28] se mencionan algunos autores que usan diferentes métodos para resolver este tipo de problemas.

De todos los métodos metaheurísticos analizados por [28], este documento recomienda el uso de **Recocido Simulado** para la solución de problemas con un gran número de variables, haciendo que su esfuerzo computacional sea muy grande, pero por sus grandes propiedades de convergencia es recomendado para encontrar la solución más óptima en sistemas de distribución de gran tamaño.

Para comprender un poco el funcionamiento del método denominado como Recocido Simulado, se debe entender de donde viene la expresión **Recocido** y qué significado tiene. No está de más recordar que la mayoría de métodos metaheurísticos hacen referencia a fenómenos que se encuentran en el mundo real y que son adaptados para su uso en el hallazgo de problemas que no pueden ser solucionados mediante métodos matemáticos tradicionales.

Sistema Físico	Programación matemática
Energía	Costo
Estado final	Solución optima
Enfriamiento	Búsqueda optimo
Calentamiento	Salida optimo local

Tabla 3: Analogía entre Recocido Físico y Recocido Simulado

La palabra *Recocido* hace referencia a un proceso físico llamado Recocido el cual consiste en el calentamiento de un sólido seguido de una lenta etapa de enfriamiento en condiciones de equilibrio para lograr una estructura cristalina perfecta [27], lo cual se logra con un tiempo de permanencia hasta lograr las estructuras moleculares deseadas. Esta técnica de optimización emula lo sucedido en el recocido de los sólidos, donde la etapa de “enfriamiento” es fundamental para hallar la solución con el mínimo costo.

El Recocido Simulado es una técnica de optimización combinatorial que encuentra en un número grande de posibles soluciones, la que posea menor costo.

Recocido Simulado puede manejar problemas con un gran número de variables, esto gracias a un elaborado proceso de programación que comprende un algoritmo para hallar la temperatura inicial del sistema, y un criterio de “enfriamiento” el cual dependerá del nivel de búsqueda que deseamos.

En una posterior sección de este documento se detallara a fondo el uso de Recocido Simulado como técnica de solución para el planeamiento de sistemas eléctricos de distribución, también se explicara con más detalle su funcionamiento y programación.

4.2 Formulación del problema, uso de Recocido Simulado

El planeamiento de sistemas eléctricos está enfocado en reducir los costos de inversión y de operación, sin alterar su correcto funcionamiento. Entre los costos de inversión está la construcción de nuevas subestaciones y la re potenciación de las ya existentes [6]. Por otra parte, se hace necesaria la mejora de las líneas de distribución cuando introducimos y re potenciamos una subestación para que dicha línea no viole sus límites térmicos; por ello dentro del planeamiento de

sistemas eléctricos se debe tener en cuenta la mejora o construcción de nuevos tramos para alimentar la carga.

Otros de los aspectos a tener en cuenta son los costos eléctricos asociados a las pérdidas del sistema, las cuales en el contexto que maneja esta investigación, se basaran en la desconexión de cargas y perdidas por el flujo de potencia en las líneas, las cuales son altamente penalizadas como se explicara más adelante.

Todo lo anteriormente mencionado, hace parte de las condiciones mínimas que se deben cumplir para el planeamiento de un sistema eléctrico, en esta investigación se propone el uso de la Generación Distribuida (GD) a base de gas natural, ya que tiene muchos beneficios los cuales ayudan a la reducción de la inversión total.

Como se puede notar, el sistema de distribución analizado en esta investigación, posee un gran número de variables, por ejemplo cada línea de distribución, posee 4 tipos distintos que se tienen que evaluar para comprobar que pueden soportar el flujo potencia que en ese momento tenga el conductor.

A continuación se muestra la función objetivo para el modelo básico del planeamiento de sistemas de distribución tomado de [6], el cual será usado para evaluar los costos eléctricos y las pérdidas de una configuración determinada, así como los niveles de tensión y de flujo de potencia para verificar el correcto funcionamiento de la topología a estudiar.

$$OF = \sum_{t=1}^{nS} \beta^{(t-1)nT} (C_t^1 + C_t^2 + C_t^4 + C_t^5 + C_t^6) \quad (1)$$

Dónde:

nS : Numero de etapas.

$\beta^{(t-1)nT}$: Tasa de Cambio.

C_t^1 : Costo de un nuevo alimentador y su potenciación.

C_t^2 : Costo de una nueva subestación y su re potenciación.

C_t^3 : Costo de una línea de gas y su re potenciación.

C_t^4 : Costo de un city gate y su re potenciación.

C_t^5 : Costo de un GD y re potenciación.

C_t^6 : Costos operativos debido a las pérdidas de energía.

Este modelo de optimización presenta las siguientes restricciones:

$$S_{S,i,t} = S_{D,i,t} - S_{G,i,t} \quad (2)$$

$$\left| \frac{V_{i,l,t} - V_{j,l,t}}{Z_{i,j,f,t}} \right| \leq I_{i,j}^{\max} \quad (3)$$

$$S_{S,i,t} \leq S_{Ss}^{\max} \quad (4)$$

$$S_{G,i,t} \leq G_{Gg}^{\max} \quad (5)$$

$$V_i^{\min} \leq V_{i,l,t} \leq V_i^{\max} \quad (6)$$

Dónde:

$S_{S,i,t}$: Potencia inyectada por subestación en el nodo i

$S_{G,i,t}$: Potencia inyectada por GD en el nodo i

$S_{D,i,t}$: Potencia demandada en el nodo i

$V_{i,l,t}$ y $V_{j,l,t}$: Voltaje en los nodos i y j respectivamente

$Z_{i,j,f,t}$: Impedancia del alimentador entre los nodos i y j

S_{Ss}^{\max} : Capacidad máxima de la subestación S

G_{Gg}^{\max} : Capacidad máxima del GD g

V_i^{\min} y V_i^{\max} : Voltaje máximo y mínimo en i respectivamente

Hay que resaltar que los términos 3 y 4 de la ecuación 1 no son utilizados en esta investigación ya que no se tuvo en cuenta los costos asociados a la distribución de gas natural, solo se consideró los costos del generador distribuido.

Los costos operativos del termino 6 de la ecuación 1, se tienen en cuenta las cargas que están aisladas de las subestaciones y las perdidas por el flujo de potencia por las líneas.

4.3 Recocido Simulado aplicado al Sistema de Distribución: Metodología

Para esta investigación, el planeamiento de sistemas eléctricos es un problema no lineal que comprende muchas variables y restricciones. Como se ha mencionado con anterioridad, el uso de técnicas de metaheurísticas se hace necesario para encontrar la solución más óptima que sea posible con un esfuerzo computacional bajo si se le compara con técnicas matemáticas exactas.

Este trabajo usa la metodología maestro/esclavo para solución de dicho problema, donde el maestro se encarga de proponer una topología que posteriormente el esclavo evalúa, pero el maestro es que definirá si esta topología es válida en base a la evaluación previa.

El trabajo del maestro con una serie de restricciones, conecta las subestaciones, líneas de distribución y generadores distribuidos, de igual forma elige el tipo de configuración de cada uno.

La metodología maestro/esclavo permite que la programación y formulación de problema se haga de manera mucho más fácil, ya que gracias a su cierto grado de "independencia" en lo que tiene que ver con la programación, permite verificar mucho más rápido los errores y en muchas ocasiones permite que el esfuerzo computacional sea menor.

4.4 Programa maestro.

Para esta investigación se empleó una técnica metaheurística como maestro debido a la complejidad del problema, más específicamente se usó Recocido Simulado, que gracias a sus niveles de convergencia, lo convierte en un técnica bastante utilizada para planeamiento de sistemas eléctricos como se evidencia en [28].

El algoritmo de Recocido Simulado tomado de [27] que se muestra en la página siguiente en la figura 5, da a conocer de una forma muy simplificada el diagrama de flujo del funcionamiento de este método metaheurístico que puede ser aplicado a cualquier problema con una alta complejidad.

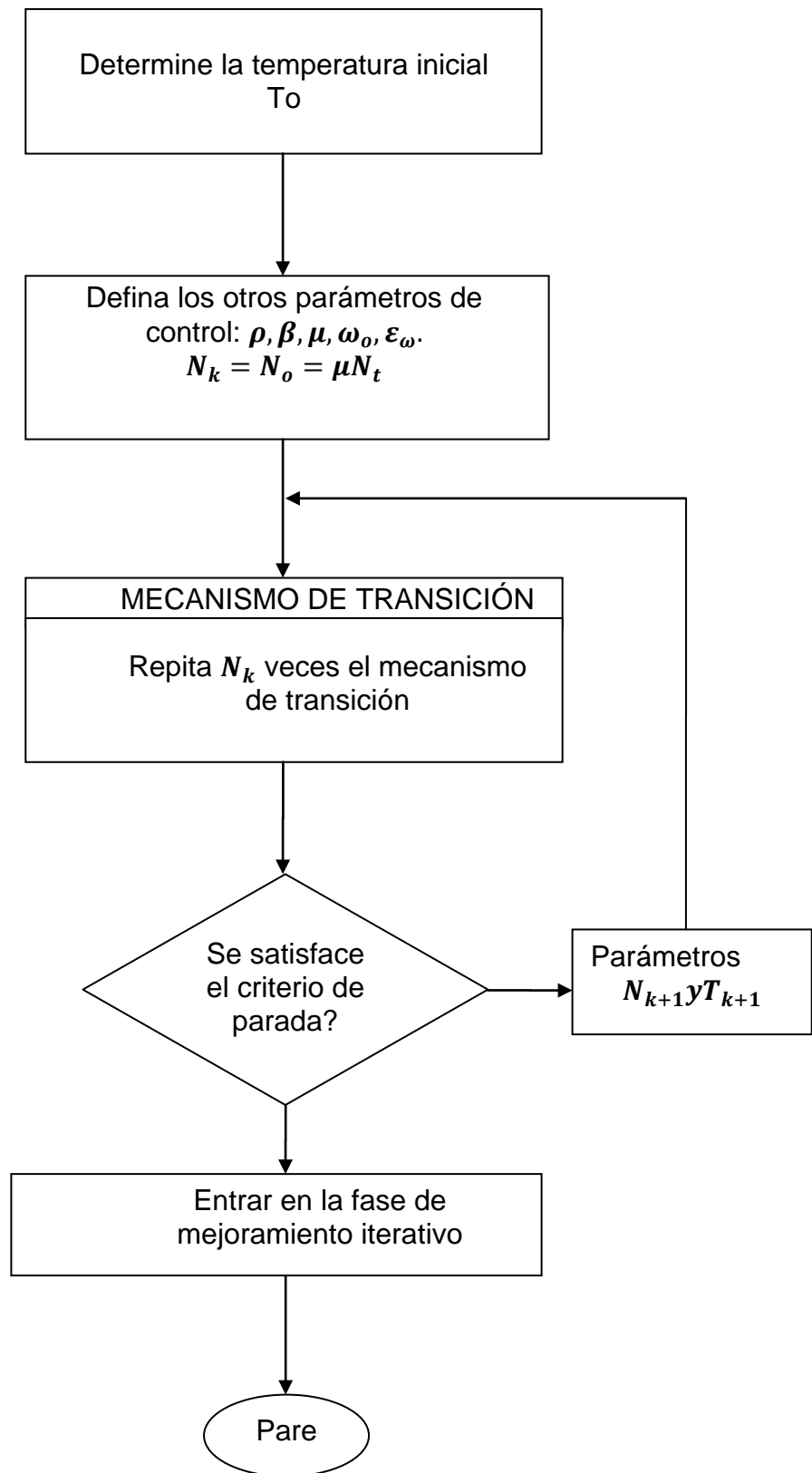


Figura 5: Diagrama de Flujo del Algoritmo Recocido Simulado

A continuación se explica detalladamente el funcionamiento y las consideraciones de la figura 5 a tener en cuenta en esta investigación.

4.4.1 Temperatura inicial.

El algoritmo de recocido simulado nos indica que hay que hallar la temperatura inicial del sistema, la cual debe ser alta para no depender de ninguna configuración inicial que no sea las líneas fijas que ya tenga el sistema de distribución [27].

Para encontrar la temperatura inicial T_0 , se ejecuta una cadena de tamaño N_0 la cual será tan grande como el sistema a analizar, ya que dependerá del número de variables que se posea [27], así para encontrar N_0 se tiene que:

$$N_0 = k_{\text{factor}} \times nl \quad (7)$$

Donde nl corresponde al número de variables, en el caso del análisis en sistemas de distribución, será la cantidad de líneas del sistema estudiando y k_{factor} es un valor entero que se recomienda sea entre 1 y 4. Este factor se asumirá dependiendo de la complejidad del problema y el nivel de búsqueda que se desea. En el caso particular de esta investigación, eligió un $k_{\text{factor}} = 1$, debido a que según lo observado en el proceso iterativo, un valor mucho más grande no garantizaba una mejora significativa en la función objetivo en cambio el esfuerzo computacional se hacía más grande [27].

Muchos autores recomiendan diferentes formas de hallar la temperatura inicial del sistema, donde establecen la probabilidad que una determinada configuración sea aceptada o no [28]. Esta investigación se basó en el criterio establecido en [27] para encontrar T_0 , el cual presenta el siguiente algoritmo:

A medida que se va ejecutando la cadena de tamaño N_0 (o m_0), se registró con un 1 cuando la función objetivo actual era menor que la anterior $f(S_j) \leq f(S_i)$, en otro vector se anota con un 1 cuando la función objetivo actual era mucho mayor que la anterior $f(S_j) > f(S_i)$.

Inicializar con $T_0=0$;

Ejecutar la cadena m_0 ;

Insertar nueva alternativa

Si $(f(S_i) - f(S_j)) \leq 0$, entonces $m_1 = m_1 + 1$ y aplique

$$T_0 = \frac{\frac{\sum_{i=1}^{m_2} \Delta F_i}{m_2}}{\ln\left(\frac{m_2}{x \cdot m_2 - m_1(1-x)}\right)} \quad (8)$$

En caso contrario, $m_2 = m_2 + 1$ y aplique la fórmula para el cálculo de $T_0=0$.

Si $m_1 + m_2 = m_0$ termino la cadena y el valor de T_0 (calculado en la última transición) es asumido como la temperatura inicial del proceso.

En caso contrario, regrese al paso 3.

Figura 6: Algoritmo para la Temperatura inicial

La ecuación (8) representa la temperatura inicial del sistema donde:

- m_0 es la longitud del vector donde está registrado cuando empeora.
- $\sum_{i=1}^{m_2} \Delta F_i$ es la sumatoria de esos valores de empeoramiento con su valor inmediatamente anterior.
- m_1 es la longitud del vector donde está registrado cuando mejora.
- x es un criterio de aceptación que normalmente está entre 0.8 y 0.9 [27]. En esta investigación, se supuso un valor de x igual a 0.90

4.4.2 Parámetros de control

Según lo expresado en el diagrama de flujo de la figura 5, después de hallar la T_0 , se procede a encontrar o calcular los valores de $\rho, \beta, \omega_o, \epsilon_\omega$. Estos parámetros definirán el nivel y la sensibilidad en la búsqueda de la función objetivo del sistema evaluado.

La tasa de enfriamiento T_k , puede ser determinada de diferentes formas, muchos autores realizan una tasa de enfriamiento variable la cual dependerá del estado del sistema. Para esta investigación se realizara una tasa de enfriamiento constante $\beta = 0.90$ y se usa la siguiente fórmula:

$$T_{k+1} = \beta \times T_k \quad (9)$$

$$0.8 \leq \beta \leq 0.99$$

Este intervalo de β permite un enfriamiento lento del sistema [27], lo que permite encontrar el cuasi equilibrio en cada nivel de temperatura y garantizando mejores búsquedas a menores temperaturas.

El valor de N_k representa el número de alternativas en cada nivel de temperatura T_k . Como se ha mencionado anteriormente, estos dos términos están muy relacionados; a una temperatura muy alta, el número de alternativas a evaluar será muy bajo, en cambio en sistemas “fríos” el número de alternativas es grande lo que permite una búsqueda más detallada [27].

En [27] proponen dos formas de seleccionar el tamaño de la cadena, una de ellas es un aumento fijo y la otra es variable. Para este trabajo se decidió por la opción fija ya que garantiza mejores búsquedas a bajas temperaturas.

La constante ρ , se usara para definir la variación de N_k con la siguiente fórmula:

$$N_{k+1} = \rho \times N_k \quad (10)$$

$$\rho \geq 1$$

Se usara un valor de $\rho = 1.2$

Una vez definidos los parámetros de control, se procede a entrar en la etapa que define el mecanismo de transición.

4.4.3 Mecanismo de transición

El algoritmo de recocido simulado genera las diferentes topologías a evaluar siguiendo una serie de normas que se basan en la *adición-intercambio-retiro* de líneas, las cuales también están sometidas a ciertas reglas para evitar topologías que violen las restricciones del sistema.

El orden *adición-intercambio-retiro* puede ser el contrario, dependiendo del nivel del corte de carga actual, es decir, cuando se tiene un mayor corte de carga de una topología candidata frente a la actual conviene empezar adicionando líneas, lo que permite que se evalúen topologías que busquen la disminución de ese corte de carga.

Como se ha mencionado anteriormente, el mecanismo de transición es la forma por la cual se crean nuevas topologías. En [28] usan el cambio de topología basada en un mecanismo de perturbación, el cual consiste en el manejo de interruptores para modificar una topología ya existente, el cual limita su aplicación a sistemas ya conocidos y que simplemente busca la mejoría del mismo a través de sutiles cambios de topología.

En cambio en [27] se propone un algoritmo completo para el mecanismo de transición, el cual se basa en la *adición-intercambio-retiro* de líneas donde se comparan el costo de la topología candidata con la topología actual.

En [27] se propone evaluar el corte de carga de cada una de las topologías, recordemos que el corte de carga se define como la cantidad de carga desconectada, por ese motivo cuando se evalúa y $\omega_k \geq \omega_o$ se adicionan líneas para reducir el corte de carga; además propone que estas configuraciones se den de forma aleatoria e ir evaluando si su función objetivo va disminuyendo.

A continuación se presenta el algoritmo para el mecanismo de transición propuesto en [27].

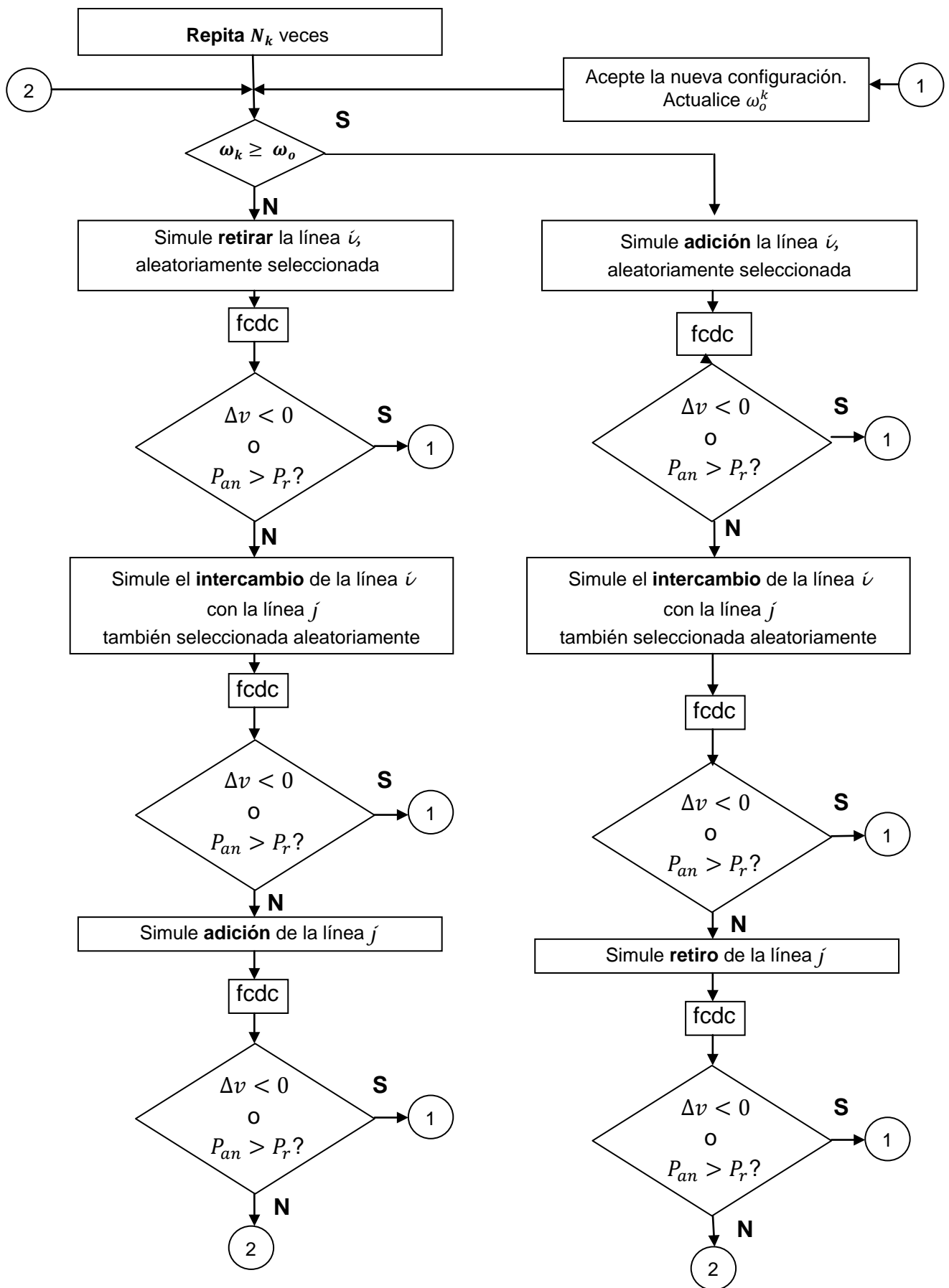


Figura 7: Diagrama de flujo del mecanismo de Transición

Una vez comparados los cortes de carga, se puede iniciar por cualquiera de los dos caminos dependiendo si el corte de carga actual es mayor, igual o menor que el anterior.

Seleccionado el camino a seguir, se adicionara (o se retirara) una línea teniendo las consideraciones que se mencionaran más adelante, una vez hecho esto la función objetivo de esta topología candidata se evaluara respecto a un criterio de aceptación donde se tiene en cuenta la función objetivo anterior.

$$P_a = \exp\left(-\frac{\Delta_v}{T_k}\right) \quad (11)$$

Donde Δ_v es la diferencia entre el costo de la topología candidata y configuración actual, es decir, la que tiene menor costo hasta ahora. La ecuación (11) se denomina Criterio de Aceptación de Metrópolis y es recomendada por [27].

Este criterio de aceptación se compara con un número aleatorio de un rango entre 0 y 1, si se acepta se actualizan los datos y en el caso de no aceptarse se procederá al siguiente paso de la etapa de transición.

El mecanismo de transición propuesto por [27] carece de las consideraciones necesarias para ser aplicadas a un problema de la vida real para un sistema de distribución, ya que no tienen en cuenta las restricciones propias de un sistema radial.

En cambio [28] propone evaluar cada línea que se agregue para determinar si al agregarse forma una trayectoria cerrada, si es así el autor propone la elección de forma aleatoria de la línea a salir para eliminar esta restricción.

Para esta investigación, la *adición* se hizo de forma aleatoria a pesar que esto implicara mayores riesgos de formar anillos, violando una de las restricciones del sistema pero como se mencionó anteriormente, esta restricción es fácilmente superable. El *retiro* se hizo de forma más controlada de tal forma que se pudiera evitar que más del 10% de la carga este desconectada a la vez.

Como ya se ha mencionado la desconexión de cargas es altamente penalizada, lo que permite que topologías con grandes cortes de carga no sean admitidas como

posibles soluciones, lo que implica que hasta que el porcentaje de desconexión no sea menor al 10%, no se retiraran líneas y solo se adicionaran.

La etapa de *intercambio*, al ser simplemente la unión entre *adición* y *retiro*, exceptuando las restricciones mencionadas anteriormente, es decir que el retiro y adición de líneas se puede hacer de forma aleatoria.

Hay que recordar que estas adiciones o retiros de líneas, son SIMULACIONES de posibles topologías que no necesariamente serán aceptadas de forma inmediata, estas tienen que someterse al criterio de aceptación previamente mencionado; en el caso que no sean aceptadas se cambiaran los tipos de línea o simplemente se buscara otra que retirar o adicionar.

Para cada nivel de temperatura T_k , el mecanismo de transición se repetira N_k

Esta metodología de cambio de topología no es nueva, anteriormente para reducir perdidas y garantizar un balance de carga adecuado, se reconfiguraba el sistema de transmisión por medio de seccionalizadores [24].

4.4.4 Criterios de parada

En [27] se sugiere como criterio de parada un número determinado de niveles de temperatura que van desde los 6 a los 50 niveles. En este mismo artículo proponen que si la función objetivo no cambia después de ciertos niveles de temperatura, el sistema logra la convergencia y es lo que en este trabajo se conoce como calentamiento del sistema. Cualquiera que sea el criterio de parada que se use, el autor de [27] ha demostrado que este no influye en la calidad de la solución encontrada.

Una vez satisfecho el criterio de parada, sigue una etapa de mejoramiento, donde se evaluara si el sistema final cumple con las restricciones de un sistema de distribución, por ejemplo garantizar que todas las cargas estén energizadas y que no existan trayectorias cerradas. En [27] solo considera bajar los costos totales y solo recomienda el *retiro* e *intercambio* de líneas ya que la *adición* incrementaría los costos, pero este método no tiene en cuenta las *adiciones* que se tienen que hacer para conectar cargas no energizadas.

A continuación se presentan las consideraciones tomadas para el criterio de aceptación para esta investigación.

4.4.4.1 Criterio de parada local

El criterio de parada local es aquella etapa donde se evalúa la configuración resultante en cada nivel de temperatura. Existen varios criterios de parada definidos por diferentes autores; donde se recomienda el uso del tamaño de la cadena de Markov como criterio de parada ya que el sistema a resolver no es tan complejo como para suponer un criterio de parada más elaborado.

En sistemas de gran tamaño un número determinado de iteraciones no basta para encontrar un solución cercana al óptimo global, sin embargo aún sigue siendo útil para recortar los tiempos de iteración de recocido simulado. En este trabajo se usó ese número total de iteraciones por cada nivel de temperatura para limitar el mismo, es decir si después de cierto número de iteraciones el sistema no mejora, se debe pasar a otro nivel de temperatura.

Lo anteriormente mencionado sirve de criterio de parada para cada nivel de temperatura, donde se tiene que actualizar los valores de N_{k+1} y T_{k+1} y pasar al siguiente nivel. Para evaluar si el sistema sometido a evaluación ya convergió se debe estudiar a otro tipo de condiciones.

4.4.4.2 Criterio de parada final

De forma muy similar, se define el criterio para el “recalentamiento” del sistema que sirve para salir de óptimos locales [27]. Se basa en el mismo principio anterior, cuando el sistema no mejora después de un número determinado de niveles de temperatura, el sistema volverá a su temperatura inicial T_0 y a su topología inicial, esto no quiere decir que el proceso vuelva a empezar ya que la mejor topología encontrada hasta el momento seguirá siendo la misma, el recalentamiento lo único que hace es buscar en otras zonas para encontrar una mejor solución.

Sin embargo en esta investigación, no se hizo necesaria la aplicación de la etapa de recalentamiento ya que se observó que con un solo enfriamiento, el sistema

alcanzo los resultados esperados; esto gracias a que el criterio de aceptación se compara con un numero aleatorio en el rango entre 0 y 1.

Una vez el sistema llega a su temperatura final, el programa se detiene al cumplir este criterio de parada

La temperatura final en este trabajo se define dependiendo de la temperatura inicial, es decir, la temperatura final t_f será del orden del 10% de la temperatura inicial.

$$t_f = 0.1 \times T_0 \quad (12)$$

4.5 PROGRAMA ESCLAVO

Como ya se ha mencionado, el programa maestro es el encargado de seleccionar la topología a evaluar siguiendo ciertos criterios ya mencionados.

La ecuación 1 representa la función objetivo del sistema donde podemos notar que el primero y segundo término son costos de instalación física de los elementos, estos costos son fácilmente evaluados por el programa maestro. Mientras que los términos 5 y 6 solo son evaluados por el programa esclavo ya que es el encargado de correr el flujo de potencia de la topología del sistema que el programa maestro encuentre.

El programa esclavo es programado en Gams, que es un software especializado para realizar flujos de potencia optimo que se deriva de un conjunto de ecuaciones que se encuentran en [6]. Este flujo de potencia lo que busca es minimizar las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las restricciones propias del mismo.

En el momento que el programa maestro propone una topología para ser evaluada, se guardan los datos de estos sistemas en una serie de matrices las cuales son necesarias para el análisis de flujo de potencia. Hay que mencionar que en el momento que el programa maestro genere dicha topología, lo más probable es que sea infactible si el programa está a altas temperaturas.

El autor de [6], mediante su programación de este programa esclavo, garantiza que Gams puede funcionar a pesar de estas infactibilidades. Una vez calculado el flujo de potencia, el programa maestro evaluara los resultados y definirá si se

acepta la nueva topología o no. En el caso que se tengan infactibilidades, el maestro será el encargado de desechar esta topología.

En [6] se muestra las ecuaciones en las cuales se basa el programa esclavo para hacer su flujo de potencia, hay que resaltar que gracias a esta metodología donde es el esclavo el que analiza el flujo de potencia y más cuando este programa esclavo es un software especializado en esto, hace que los tiempos totales de iteración se disminuyan, baje la complejidad de la programación y aumente los niveles de confiabilidad de las respuestas obtenidas.

5. Análisis de resultados

5.1 Introducción

Como ya se ha mencionado el sistema de distribución que se analizara con Recocido Simulado, el cual requiere para su correcto funcionamiento el conocimiento pleno del sistema que vamos a analizar, un criterio de vecindad que permita el mejor análisis del sistema y buen criterio de enfriamiento.

A medida que el sistema va avanzando, la misma metodología de Recocido Simulado permite la selectividad de topologías candidatas, desechando las que no cumplan con las restricciones de pérdidas en el sistema calculadas por el programa esclavo; este criterio hace que este método cuente un grado muy alto de convergencia.

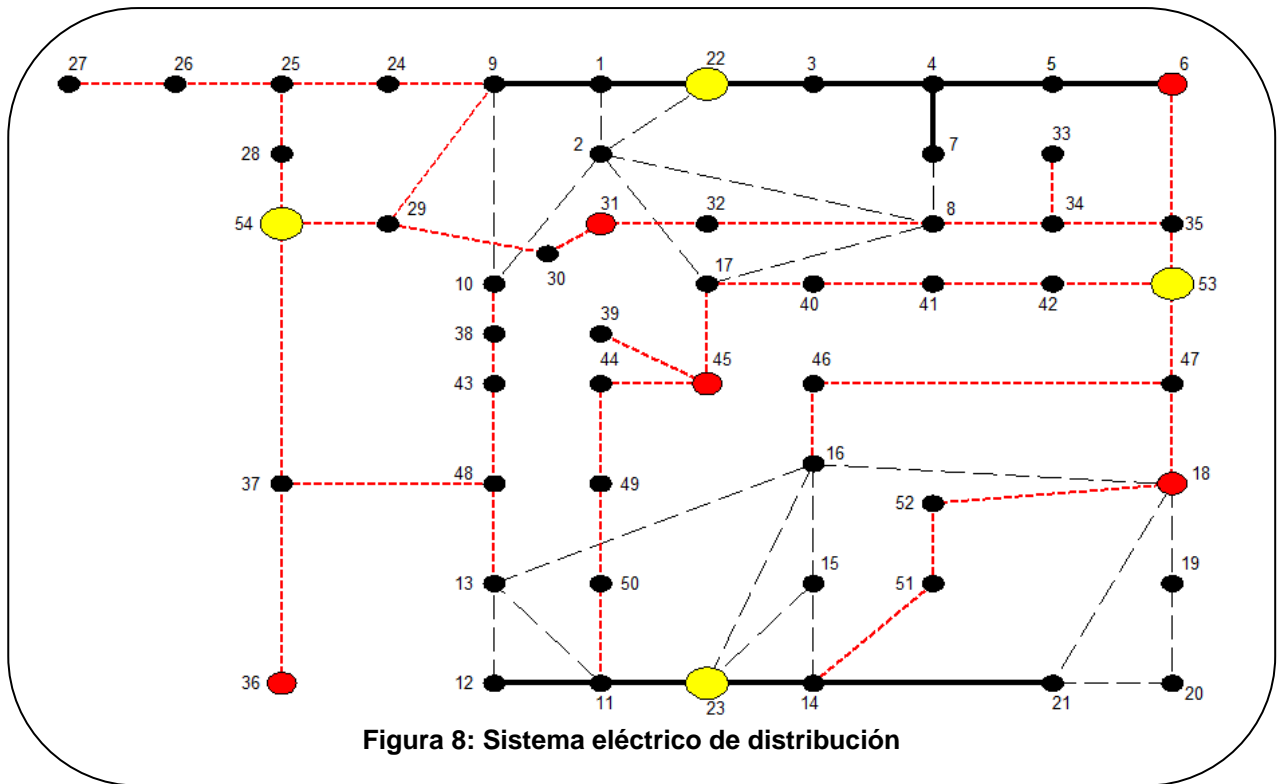
La metodología propuesta fue implementada en Matlab, donde está el código del programa maestro y en Gams donde se encuentra el programa esclavo. Fue simulado en un procesador Intel Core 2 DUO 30.00 GHz en el laboratorio de Planeamiento de Sistemas Eléctricos de la Universidad Tecnológica de Pereira.

5.2 Descripción del problema.

El sistema consta de 54 nodos y 72 líneas como se puede observar en la figura 8. Las líneas continuas de color negro indican que el sistema posee una topología inicial y las líneas punteadas son las líneas propuestas para su expansión.

Por recomendaciones del autor de [6], en este trabajo se discretizo la duración de carga para el planeamiento de sistemas de distribución en 10 años, esta discretización comprende de 3 niveles, 100% con una duración de 1095 horas, 60% con 5475 horas y 30% con 2190 horas.

Como se puede observar en la figura 8, las líneas continuas representan la topología existente a la cual se le desea hacer el análisis para su correcta expansión. Esta topología inicial cuenta con dos subestaciones ubicadas en los nodos 22 y 23 que hacen parte de los 13 nodos existentes, además cuenta con 11 alimentadores que están presentes en esta topología inicial la cual no posee generadores distribuidos conectados de forma inicial.



Las líneas punteadas de color negro son elementos propuestos para la expansión inicial del sistema hacia los nodos que están en negro. Esta expansión comprende la conexión de 10 nodos aislados mediante 19 elementos propuestos. Además se tiene que considerar dentro del análisis de flujo de potencia de las topologías propuestas, la entrada y dimensionamiento de dos generadores distribuidos ubicados en los nodos 6 y 18 representados mediante círculos grises.

En análisis descrito anteriormente comprende la primera etapa de este trabajo, ya que se busca una topología inicial para un sistema mucho más grande que comprende un total de 54 nodos, haciendo el análisis del sistema completo mucho más fácil garantizando menos esfuerzo computacional y llegando a sistemas mucho más confiables que si se analizara en su totalidad.

Las líneas punteadas en rojo son los elementos propuestos para la segunda etapa, la cual comprende de 31 nodos propuestos representados en la figura 8 como círculos grises con contorno rojo, además se cuentan con 42 elementos propuestos a analizar para la conexión de estos nodos con la primera etapa.

Aparte de lo anterior, se cuenta con 3 generadores a base de gas natural propuestos y distribuidos en los nodos 36, 45 y 31 representados con círculos

grises en la figura 8; hay que recordar que los GD de los nodos 6 y 18 ya se estudiaron. Se cuenta también con 2 subestaciones propuestas en los nodos 53 y 54.

Con todo lo anterior, se tiene descrito físicamente el planeamiento que se le debe hacer a este sistema eléctrico de distribución, el cual comprende de un total de 54 nodos, 72 líneas, 5 generadores distribuidos a base de gas natural y 4 subestaciones, lo cual no quiere decir que se van a instalar en su totalidad los elementos propuestos ya que precisamente el objetivo de este trabajo es encontrar mediante Recocido Simulado la mejor configuración posible.

Como puede notarse en la figura 8 por el gran número de elementos propuestos que entre sí podrían generar anillos en las topologías propuestas, se debe contar con una buena metodología para el criterio de vecindad para evitar que el sistema de distribución viole las restricciones propias de un sistema radial. [27]

Como se ha mencionado con anterioridad, el planeamiento del sistema de distribución de gas natural no se tendrá en cuenta en esta investigación, solo se definirá el tipo y la ubicación de los generadores distribuidos. El análisis completo del sistema de distribución de gas natural que se encuentra en [6] y puede ser un referente para investigaciones futuras.

5.3 Análisis de resultados: Primera etapa, 24 nodos.

El sistema de distribución de 24 nodos que se piensa analizar, hace parte de un sistema con un total de 72 nodos, hay que resaltar que esta topología no es un sistema de distribución real, sin embargo la metodología propuesta por esta investigación, permite que se adapte a cualquier topología.

Hay que recordar que esta primera etapa consta de 10 nodos aislados y 19 elementos propuestos. Para esta etapa se tuvo en consideración la discretización de la carga en los 3 niveles y tiempos mencionados en la descripción del problema

Para conocer los beneficios que tiene la GD en sistemas de distribución eléctricos, se hace necesario comparar los resultados de esta investigación, con los resultados obtenidos en [6], donde se evalúa esta misma etapa pero sin generación distribuida. Con el ánimo de hacer una comparación mucho más

precisa, los resultados de esta investigación, los precios encontrados se mostraran en pesos colombianos.

Costo total de expansión en miles de millones de pesos	
Costo eléctrico	2863,6
Costo GD	900
Costo perdidas eléctricas	1741,7
VALOR FO	5505

Tabla 4: Costo de expansión

Los costos mostrados en la tabla 4 corresponden a los resultados obtenidos en [6].

En la siguiente tabla, se muestran los resultados obtenidos en esta investigación:

Costo total de expansión en miles de millones de pesos	
Costo eléctrico	2892,8
Costo GD	1348
Costo perdidas eléctricas	1521.02
VALOR FO	5721.8

Tabla 5: Costo de expansión con Recocido Simulado

Se puede notar que los costos en los dos trabajos resultan ser muy similares, lo que comprueba que el análisis con Recocido Simulado puede obtener muy buenas respuestas.

Sin embargo los costos encontrados en esta investigación siguen siendo mucho más altos esto es debido a que Recocido Simulado tiene un alto grado de esfuerzo computacional, lo que limita la búsqueda más exhaustiva en temperaturas menores lo cual garantizaría respuestas mucho mejores.

A continuación se muestra la topología encontrada, donde los círculos en amarillo corresponden a las subestaciones y los nodos en rojo a los generadores distribuidos.

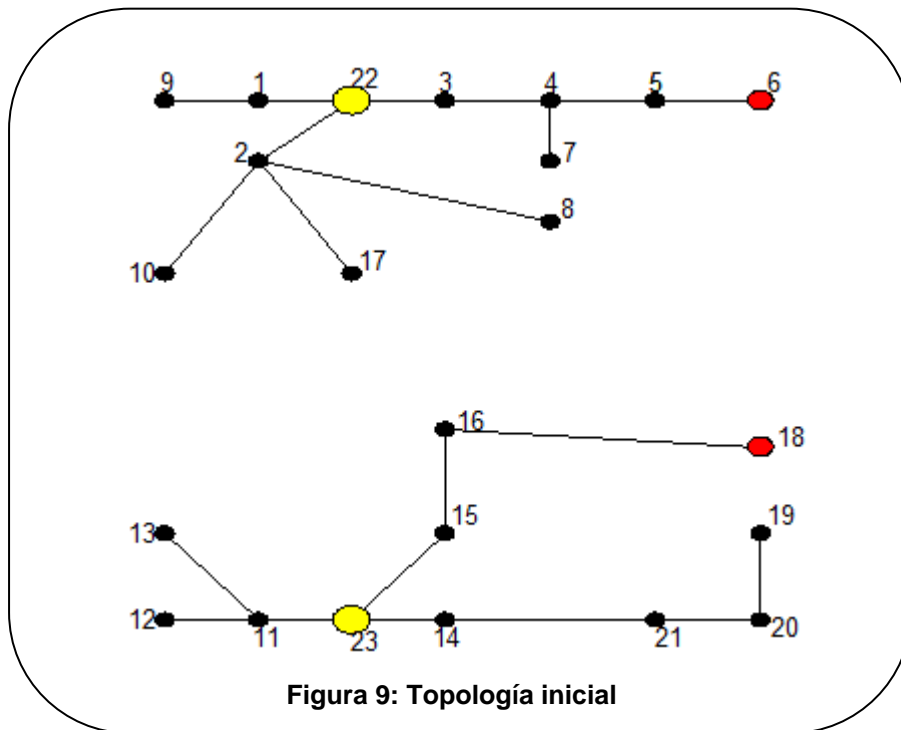


Figura 9: Topología inicial

Como se puede observar en la figura 9 la topología encontrada en esta investigación, resulta bastante similar a la encontrada en [27], lo que verifica la validez de este método sin olvidar los inconvenientes mencionados anteriormente.

Los datos obtenidos de cada uno de los elementos se muestran en la siguiente tabla.

Generadores distribuidos		Subestaciones	
g1=1	G1=3	se22=1	S1=1
g2=1	G2=3	se23=1	S2=1

Tabla 6: Resultados GD y SE, etapa1

Dónde:

g1: Generador Distribuido 1

G1: Tipo de Generador Distribuido 1

g2: Generador Distribuido 2

G2: Tipo de Generador Distribuido 2

se22: Sub estación, nodo 22

S1: Tipo Sub estación, nodo 22

se23: Sub estación, nodo 23

S2: Tipo Sub estación, nodo 23

ELEMENTOS	LINEA	TIPO
1	1	2
2	1	2
3	1	1
4	1	1
5	1	1
6	1	1
7	1	1
8	1	1
9	1	1
10	1	1
11	1	1
12	0	0
13	1	1
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	1	1
21	1	4
22	1	2
23	1	3
24	1	2
25	1	3
26	1	1
27	0	0
28	0	0
29	1	1
30	1	3
31	0	0

Tabla 7: Resultados Líneas de distribución, etapa 1

La tabla 6 y 7 ilustran los elementos conectados y los tipos de cada una que resultaron de la configuración encontrada como la mejor de las opciones. En la tabla 6 las variables en mayúscula corresponden al tipo de generador distribuido y subestación instalada.

Para ilustrar mejor el comportamiento de la metaheurística Recocido Simulado, se tomaron los tiempos y la configuración que se aceptaba en tiempo real.

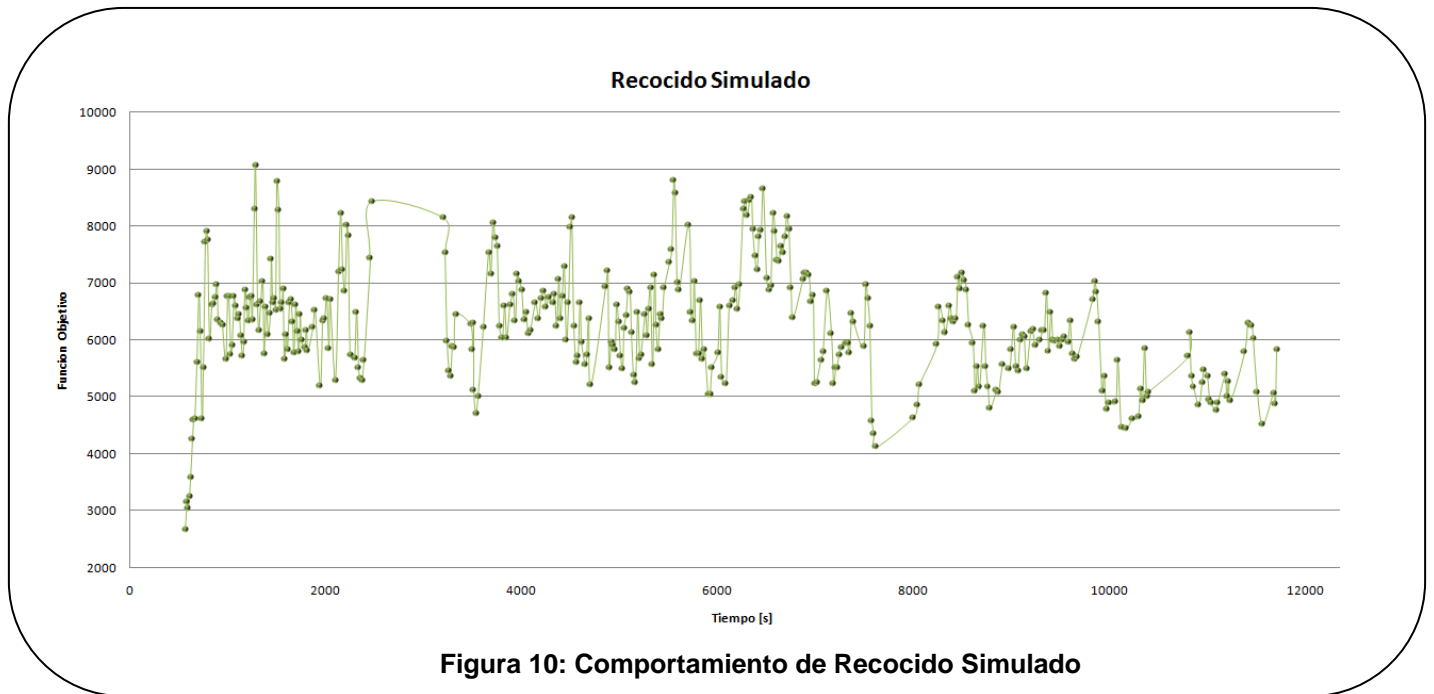


Figura 10: Comportamiento de Recocido Simulado

Como se puede observar en la figura 10, Recocido Simulado evalúa un número muy grande de alternativas, las cuales son aceptadas de acuerdo con el criterio de aceptación de Metrópolis.

En la figura 10 se puede observar de manera muy clara el comportamiento básico de este método, el cual a temperaturas muy altas hay una alta posibilidad de aceptar topologías cuyo costo sea muy grande, pero a medida que el sistema se enfría se vuelve mucho más selectivo como se aprecia al final de la gráfica.

A pesar que la gráfica parece irregular retrata perfectamente las restricciones establecidas en este trabajo; se ve que en ocasiones acepta topologías con alto costo, las cuales son aquellas que tienen un corte de carga muy elevado pero casi de forma inmediata son rechazadas al agregar una línea que disminuye dicho corte de carga.

5.4 Análisis de resultados: segunda etapa, 54 nodos.

Una vez obtenidos los resultados de la primera etapa esta servirá como topología inicial para el sistema de prueba completo, pero al ser un sistema más grande se tomaron algunas consideraciones extras que permitieron una reducción en el tiempo y menor esfuerzo computacional.

Una de las primeras consideraciones es aumentar la temperatura inicial del sistema, ya que se observó que con la obtenida de manera analítica mediante el algoritmo mostrado en la figura 6 esta no permitía salir de óptimos locales y las respuestas halladas no eran las indicadas; esto se solucionó al multiplicar por 4 la temperatura hallada inicialmente. Hay que recordar que se hace necesaria una temperatura muy alta para que el algoritmo acepte una gran cantidad de respuestas, lo que permite salir de óptimos locales.

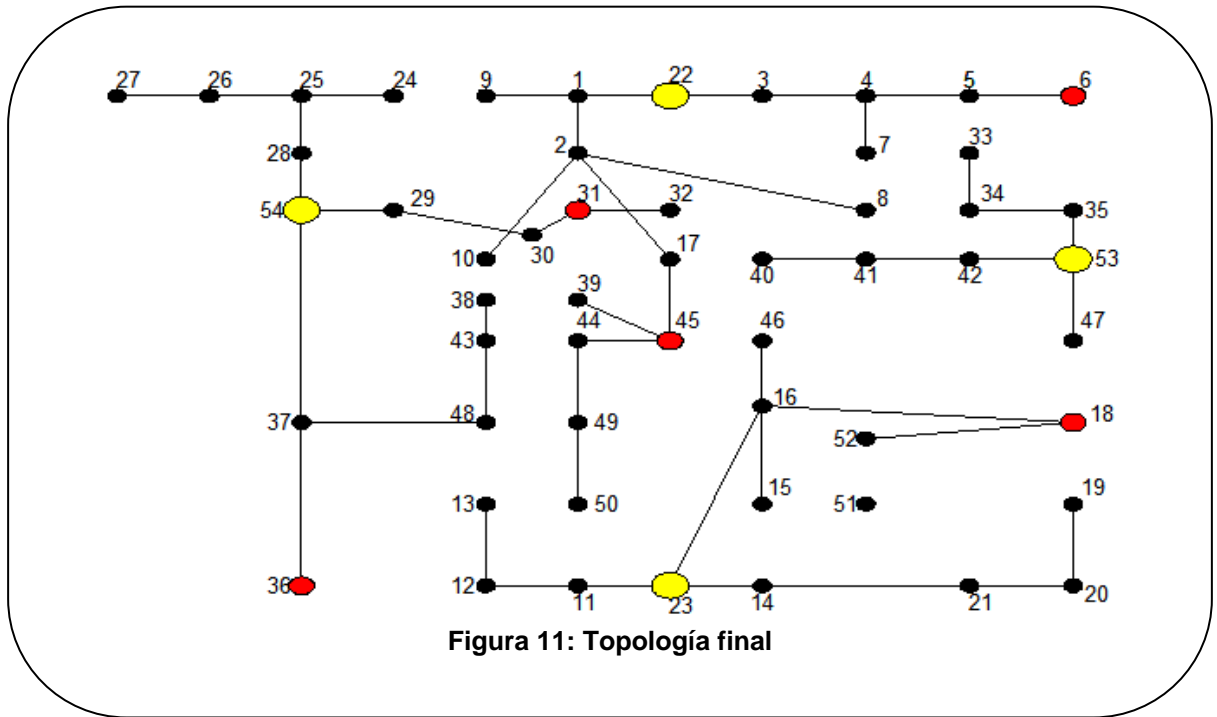
Otra de las modificaciones que se le hicieron al programa es su nivel de enfriamiento, ya que se observó que con un enfriamiento constante a temperaturas muy altas, el algoritmo no salía de un conjunto de respuestas las cuales eran evaluadas de forma repetitiva lo que generaba un aumento en el tiempo de iteración, lo que se hizo fue enfriar el sistema en un rango de 50% y 60%; después de llegar una temperatura intermedia la tasa de enfriamiento paso a un 20%, lo que garantiza una búsqueda muchos mejor a temperaturas bajas.

Una vez realizadas estas modificaciones se llegó al siguiente resultado.

Costo total de expansión en miles de millones de pesos	
Costo eléctrico	13.366,8
Costo GD	2.749
Costo perdidas eléctricas	2.743,71
VALOR FO	18.859,5

Tabla 8: Costo de expansión, etapa 2

La topología del sistema de la etapa 2 en la siguiente:



Generadores Distribuidos		Subestaciones	
g1 = 1	G1 =1	se22 =1	S1 =1
g2 =1	G2 =2	se23 =1	S2 =2
g3 =1	G3 =4	se53 =1	S3 =2
g4 =1	G4 =3	se54 =1	S4 =2
g5 =1	G5 =2		

Tabla 9: Resultados GD y SE, etapa 2

g1: Generador Distribuido 1

G1: Tipo de Generador Distribuido 1

g2: Generador Distribuido 2

G2: Tipo de Generador Distribuido 2

g3: Generador Distribuido 3

G3: Tipo de Generador Distribuido 3

g4: Generador Distribuido 4

G4: Tipo de Generador Distribuido 4

g5: Generador Distribuido 5

G5: Tipo de Generador Distribuido 5

se22: Sub estación, nodo 22

S1: Tipo Sub estación, nodo 22

se23: Sub estación, nodo 23

S2: Tipo Sub estación, nodo 23

se53: Sub estación, nodo 53

S3: Tipo Sub estación, nodo 53

se54: Sub estación, nodo 54

S4 Tipo Sub estación, nodo 54

ELEMENTO	LÍNEA	TIPO
1	1	3
2	1	2
3	1	1
4	1	1
5	1	1
6	1	1
7	1	1
8	1	3
9	1	3
10	1	2
11	1	1
12	0	2
13	1	2
14	1	1
15	0	1
16	0	2
17	1	4
18	0	3
19	0	2
20	1	3
21	1	1
22	1	1
23	1	2
24	1	3
25	0	1
26	0	3
27	0	2
28	1	2
29	0	3
30	1	2
31	0	1
32	0	1
33	0	2
34	0	1
35	0	3
36	0	4
37	0	3
38	0	4
39	1	2
40	1	3
41	1	4
42	1	1

43	1	3
44	1	4
45	1	1
ELEMENTO	LÍNEA	TIPO
46	1	2
47	0	2
48	1	2
49	1	2
50	1	4
51	1	3
52	0	4
53	1	2
54	1	2
55	1	3
56	1	4
57	1	3
58	1	1
59	1	1
60	0	1
61	0	2
62	1	3
63	1	4
64	1	2
65	0	1
66	0	1
67	1	2
68	1	2
69	1	4
70	1	2
71	1	3
72	1	3

Tabla 10: Resultados Líneas de distribución, etapa 2

6. Conclusiones y aplicaciones.

Este documento presenta un estudio sobre los sistemas eléctricos y de distribución de manera conjunta, expresando las enormes ventajas que tiene la operación de estos sistemas de forma unida y su potencial en el sistema de distribución colombiano.

Los resultados numéricos demuestran que la técnica metaheurística denominada Recocido Simulado tiene un gran poder de convergencia en sistemas con un gran número de variables, sin embargo se deben contar con un ordenador de una capacidad de memoria física lo suficientemente grande como para que el programa pueda desarrollar de todo su potencial.

Gracias a las nuevas tecnologías y los desafíos que se presentan en Colombia como los fenómenos climáticos han abierto las puertas para nuevos conceptos en el sistema eléctrico, uno de los que empieza a tomar fuerza es la generación distribuida sobre todo acoplada al sistema eléctrico de distribución ya que allí es donde se pueden aprovechar al máximo todo los beneficios de este tipo de configuraciones.

Debido a los precios del gas natural, a nuevos yacimientos y a los acuerdos de exploración recién aprobados entre las multinacionales Drummond y Cerrejón, permitirá que este tipo de combustible sea el más adecuado para los GD en los centros urbanos, lo cual contribuirá al desarrollo y crecimiento de la economía nacional.

De esta investigación se espera que este tipo de metodología sea implementada en Colombia donde hay un gran potencial de inversión en los sectores de gas natural de energía eléctrica.

7. Bibliografía

- [1] C. Domingo, T. Roman, A. Sanchez, J.Pacual, A. Martinez. "A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning With Automatic Street Map Generation" IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 26, NO. 1, February 2011
- [2] H. Falaghi, M. Haghifam. "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems" Authorized licence use limited to: Universidad Tecnológica de Pereira. Downloaded on July 2009
- [3] H. Falaghi, M. Haghifam. "Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis" EUROCON 2005.
- [4] W. El-Khattam, Y.G.Hegazy, M. Salama. "An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning". IEEE Trans Power Systems. 2005.
- [5] F. Gulli. "Small Distributed Generation Versus Centralized Supply: a Social Cost-Benefit Analysis in the Residential and Service Sector" Energy Policy, pp 804-832, 2006.
- [6] C. Saldarriaga, R. Hincapié, H. Salazar. "A Holistic Approach for Planning Natural Gas and Electricity Distribution Networks". IEEE Trans Power Systems. 2013.
- [7] F. Muñoz Angel. "Estudio de Sensibilidad para Generación Distribuida a Través de Estudio de Casos y Flujo AC". Tesis de grado, director PhD Antonio Escobar, Universidad Tecnológica de Pereira. 2009.
- [8] J. Lopez, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N.Jenkins. "Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities". Electronic Power Systems Research, pp1189-1203, 2006.
- [9] P. Dondi, D. Bayouni, C. Haederli, D. Julian, M, Suter. "Network integration of distributed power generation" Journal of Power Sources 106, pp 1-9, 2002.
- [10] P. Chiradeja, "Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis". Transmission and Distribution Conference & Exhibition, 2005.
- [11] L. Herman, B. Blazic, I. Papic. "Voltage Profile Support in LV Distribution Networks with Distributed Generation". IEEE 2009.
- [12] Y. Yuan, K. Qian, C. Zhou. "The Optimal Location and Penetration Level OF Distributed Generation" Descargado en septiembre 29 de IEEE Xplore. 2009.

- [13] J. Gonzales, C. Daza, C. Humberto. “*Análisis del Esquema de Generación Distribuida como una Opción para el Sistema Eléctrico Colombiano*”. Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia. N° 44. Pp. 97-110, 2008.
- [14] Unidad de Planeamiento Minero Energético. “*Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2013-2027*” Disponible en <http://www.upme.gov.co>
- [15] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder. “*Distributed Generation: a Definition*”. Electric Power Systems Research, pp 195-204, 2001.
- [16] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac. “*Embedded Generation*” The Institution Of Engineering and Technology, 2000
- [17] International Energy Agency “*Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*”. 2002.
- [18] D. Treballe. “*La Generación Distribuida en España*”. Tesis de Maestría, Universidad Pontificia Comillas, 2006.
- [19] Revista Semana, edición especial. “*Potencia Eléctrica, Radiografía de un Sector Modelo y Estratégico en el Mundo*”.
- [20] MSc J. Galvis Manso, MSc M. Granada, PhD R. A. Gallego. “*Inyección Óptima de Reactivos en Sistemas de Distribución Usando Búsqueda Tabú y Análisis de Sensibilidad*” Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada. Volumen1, 2007.
- [21] C. Dique, E. Felipe Marmolejo, M. Teresa Rueda. “*Análisis de Prospectiva de la Generación Distribuida (GD) en el Sector Eléctrico*” Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes.
- [22] Comisión de Regulación de Energía y Gas. A. Rodríguez, consultor. “*La Generación Distribuida y su Posible Integración al Sistema Interconectado Nacional*”. 2009
- [23] A. Ines, D. Vesga, C. Garcia. “*Propuestas de Objetivos de Política Energética para el Largo Plazo, Objetivos PEN para Discusión*”. Unidad de Planeamiento Minero Energético 2013.
- [24] M. Baran, F. Wu, “*Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and load Balancing*” IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 3, pp 619-625, May 1988.

- [25] Unidad de Planeamiento Minero Energético. “*Plan de abastecimiento de Gas Natural*” Versión Diciembre de 2013
- [26] Gobierno Nacional de Colombia, Ley 1715 del 13 de Mayo del 2014. “*POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LOAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGETICO NACIONAL*” 2014
- [27] R. Gallego, A. Escobar, E. Toro, “*Técnicas Metaheurísticas de optimización*”. Taller de publicaciones Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [28] Y. Jeon, J. Kim, *Member IEEE*, J, Kim, *Member IEEE*, J.Shin, *Member IEEE*, K. Lee, *Fellow IEEE*, “*An Efficient Simulated Annealing Algorithm for Network Reconfiguration in Large-Scale Distribution Systems*”. *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 17, N° 4, October 2002.