

**FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADO EN
CRITERIOS DE MÍNIMAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA USANDO EL
MÉTODO DE LA GRADIENTE.**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADO EN
CRITERIOS DE MÍNIMAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA USANDO EL
MÉTODO DE LA GRADIENTE.**

**AUTOR:
JAVIER ANDRÉS CAICEDO RIVADENEIRA**

**DIRECTOR:
MSc. ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, marzo 2022

Javier Andrés Caicedo Rivadeneira

**FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADO EN
CRITERIOS DE MÍNIMAS PÉRDIDAS DE POTENCIA USANDO EL MÉTODO
DE LA GRADIENTE.**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Caicedo Rivadeneira Javier Andrés (A'1991-M'01). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico “17 de julio” en la especialidad de Técnico Eléctrico y Electrónico. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos basado en criterios de mínimas pérdidas de potencia activa usando el método de la gradiente. jcaicedor@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



MSc. Alexander Águila Téllez (A'1981-M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana-Ecuador. aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

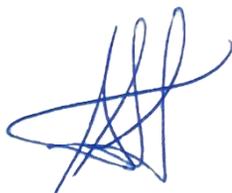
Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2022 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, MSc. Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación: *FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADO EN CRITERIOS DE MÍNIMAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA USANDO EL MÉTODO DE LA GRADIENTE* realizado por Javier Andrés Caicedo Rivadeneira, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., marzo de 2022



.....
MSc. Alexander Águila Téllez

C.C.: 175598318-4

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Javier Andrés Caicedo Rivadeneira, con documento de identificación N° 1002812244, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: *FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADO EN CRITERIOS DE MÍNIMAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA USANDO EL MÉTODO DE LA GRADIENTE*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., marzo de 2022



.....
Javier Andrés Caicedo Rivadeneira
C.C.: 100281224-4

ÍNDICE GENERAL

Resumen	1
Abstract	1
1 Introducción	2
2 Flujo de Potencia	5
3 Flujo de Potencia Óptimo	7
3.1 Función objetivo para minimizar el costo de combustible	7
3.2 Función objetivo para minimizar la pérdida de potencia activa	8
3.3 Restricciones para la minimización de costos de generación y pérdidas de potencia activa	9
3.4 Metodología de solución de un OPF	9
4 Métodos Convencionales para la resolución de OPF	10
4.1 Método de la gradiente	10
□ Ventajas y desventajas del método de la gradiente	10
4.2 Método Newton	11
□ Ventajas y desventajas del Método de Newton	11
4.3 Método de programación lineal	12
□ Ventajas y desventajas del método LP	12
4.4 Método de programación cuadrática (QP)	12
□ Ventajas y desventajas del método de programación cuadrática	13
4.5 Método de punto interior	13
□ Ventajas y desventajas del método del punto interior	14
5 Formulación del problema	14
5.1 Algoritmo del Flujo de Potencia Óptimo	14
5.2 Procedimiento de resolución	15
6 Análisis de resultados	16
6.1 Sistema Eléctrico de la IEEE de 6 Nodos	16
6.1.1 Caso 1 - Evaluación del Modelo matemático que minimiza las pérdidas de potencia activa en el Sistema Eléctrico de 6 nodos	17
6.2 Sistema Eléctrico de la IEEE de 39 Nodos	18
6.2.1 Caso 2 - Evaluación del Modelo matemático que minimiza las pérdidas de potencia activa en el Sistema Eléctrico de 39 nodos	20
7 Conclusiones	22
7.1 Trabajos futuros	22
8 Referencias	23

8.1	Matriz de Estado del Arte.....	28
8.2	Resumen de Indicadores.....	32

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos basado en criterios de mínimas pérdidas de potencia usando el método de la gradiente.	5
Figura 2.	Métodos de solución OPF.....	10
Figura 3.	Sistema Eléctrico de la IEEE de 6 Nodos.....	16
Figura 4.	Variación de la función objetivo para el Sistema Eléctrico de 6 nodos.	17
Figura 5.	Variación de Voltaje del Sistema Eléctrico de 6 nodos.....	18
Figura 6.	Potencia Activa de Generación del Sistema Eléctrico de 6 nodos.	18
Figura 7.	Potencia Reactiva de Generación del Sistema Eléctrico de 6 nodos.	18
Figura 8.	Costos de Generación del Sistema Eléctrico de 6 nodos.....	18
Figura 9.	Sistema Eléctrico de la IEEE de 39 Nodos.....	19
Figura 10.	Variación de la función objetivo para el Sistema Eléctrico de 39 nodos.	20
Figura 11.	Variación de Voltaje del Sistema Eléctrico de 39 nodos.....	21
Figura 12.	Potencia Activa de Generación del Sistema Eléctrico de 39 nodos.	21
Figura 13.	Potencia Reactiva de Generación del Sistema Eléctrico de 39 nodos.	21
Figura 14.	Costos de Generación del Sistema Eléctrico de 39 nodos.....	22
Figura 15.	Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	32
Figura 16.	Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	33
Figura 17.	Indicador de solución - Estado del arte	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Algoritmo del OPF.....	15
Tabla 2.	método de la gradiente.	16
Tabla 3.	Datos del Generador del Sistema de 6 Nodos de la IEEE.	16
Tabla 4.	Datos de la red del Sistema de 6 Nodos de la IEEE.	16
Tabla 5.	Datos de las cargas del Sistema de 6 Nodos de la IEEE.....	17
Tabla 6.	Minimización de Pérdidas de Potencia Activa para el Sistema Eléctrico de 6 nodos.	17

Tabla 7. Perfiles de Voltaje del Sistema Eléctrico de 6 nodos.....	18
Tabla 8. Datos del Generador del Sistema de 39 Nodos de la IEEE.	19
Tabla 9. Datos de la red del Sistema de 39 Nodos de la IEEE.	19
Tabla 10. Datos de las cargas del Sistema de 39 Nodos de la IEEE.....	19
Tabla 11. Minimización de Pérdidas de Potencia Activa para el Sistema Eléctrico de 39 nodos	20
Tabla 12. Perfiles de Voltaje del Sistema Eléctrico de 39 nodos.....	21
Tabla 13. Matriz de estado del arte	28

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADO EN CRITERIOS DE MÍNIMAS PÉRDIDAS DE POTENCIA USANDO EL MÉTODO DE LA GRADIENTE.

Resumen

El flujo de potencia óptimo, como se establece en el presente trabajo, utiliza el método de la gradiente con el fin de minimizar las pérdidas de potencia en el Sistema Eléctrico. En el modelo de optimización planteado, las variables de control se pueden ajustar con el fin de conseguir un punto óptimo de operación que reduzca las pérdidas de potencia activa en el sistema. La técnica de optimización presentada para el modelo consiste en la resolución de flujos de potencia mediante el método de Newton, la resolución de los multiplicadores de Lagrange, la aplicación de las condiciones de optimalidad de Kunh y Tucker y la resolución del método del gradiente reducido. El algoritmo es desarrollado en MATPOWER-MATLAB, cuyo resultado además de la minimización de pérdidas permite evaluar los costos de generación, potencia activa y reactiva de generación y perfiles de voltaje en los sistemas eléctricos. La metodología del trabajo se sustenta en el abastecimiento de la demanda en condiciones normales de operación; y, se aplicarán las restricciones técnicas relacionadas con el abastecimiento de la demanda, límites operativos de las centrales y las restricciones técnicas asociadas al flujo de potencia.

Palabras Clave: Flujo de potencia óptimo, Método de Newton, método de la gradiente, Reducción de Pérdidas de Potencia Activa.

Abstract

The optimal power flow, as established in this work, uses the gradient method in order to minimize power losses in the Electrical System. In the proposed optimization model, the control variables can be adjusted in order to achieve an optimum operating point that reduces active power losses in the system. The optimization technique presented for the model consists of the resolution of power fluxes by means of the Newton method, the resolution of the Lagrange multipliers, the application of the optimality conditions of Kunh and Tucker and the resolution of the reduced gradient method. The algorithm is developed in MATPOWER-MATLAB, whose result, in addition to the minimization of losses, allows the evaluation of generation costs, active and reactive power generation and voltage profiles in electrical systems. The work methodology is based on supplying the demand under normal operating conditions; and, the technical restrictions related to the supply of the demand, operating limits of the plants and the technical restrictions associated with the flow of power will be applied.

Keywords: Optimal power flow, Newton's method, Gradient method, Active Power Loss Reduction.

1 Introducción

A nivel mundial, la industria de la energía eléctrica ha sido testigo de cambios significativos en el transcurso de las últimas dos décadas. Los mercados de electricidad desregulados introducidos, ahora son algo común. Estos mercados competitivos ayudan a mantener bajos los costos, pero también agregan incertidumbre a los pronósticos de generación de energía a medida que los productores de energía se apresuran a venderla [1]. Mientras tanto, en muchos lugares, la demanda de los consumidores ha superado el desarrollo de la infraestructura, lo que ejerce presión sobre los equipos obsoletos. Al mismo tiempo, la mayor disponibilidad de fuentes de energía renovables no desechables, como la eólica y la solar, ha aumentado la complejidad de la planificación del flujo de energía. Todos estos factores han llevado a una creciente necesidad de métodos, herramientas y software de optimización rápidos y confiables que puedan resolver problemas de manera económica y segura, respaldar las operaciones y controlar los sistemas eléctricos [2].

Desde su introducción por Carpentier (1962), OPF (Flujo Óptimo) ha sido el método predominante en este tipo de análisis. Los métodos de optimización se han utilizado ampliamente en la operación, el análisis y la planificación de sistemas de energía [3]. Sin embargo, los métodos de solución de OPF existentes a menudo resultan inadecuados para la creciente complejidad de los problemas de OPF modernos.

El OPF busca optimizar un costo, planificación u objetivo de confiabilidad dado, controlando el flujo de potencia dentro de una red eléctrica sin violar las restricciones de flujo de potencia de la

red o los límites de operación del sistema. Al igual que el análisis de flujo de energía convencional, el OPF determina el voltaje, la corriente y la potencia inyectada en todo un sistema eléctrico de potencia, es decir, el estado de funcionamiento del sistema [4].

Sin embargo, a diferencia del flujo de potencia convencional, el OPF trabaja con un sistema con restricciones insuficientes [5]. Por lo tanto, el OPF realiza múltiples iteraciones de flujo de potencia, modificando las variables con restricciones para avanzar en el objetivo.

El problema general del OPF es un problema de optimización a gran escala no lineal, no convexo, que puede contener variables de control tanto continuas como discretas. Se han desarrollado varias formulaciones OPF para resolver casos de problemas específicos utilizando diferentes supuestos y eligiendo diferentes restricciones del sistema, funciones objetivas y controles [6].

Los problemas de optimización resultantes tienen muchos nombres dependiendo de la función objetivo en particular que se aborde [7]–[12] y las restricciones que se consideren, sin embargo, cualquier problema de optimización de sistemas de potencia que incluya un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia en las restricciones puede clasificarse como una forma de OPF [13].

También se han desarrollado varias soluciones OPF, cada una con diferentes requisitos computacionales y características matemáticas. Se han intentado casi todos los enfoques de programación matemática que se pueden aplicar al OPF y los desarrolladores han necesitado muchas décadas para desarrollar software capaz de resolver los problemas de OPF de manera confiable [14]. Actualmente, la

investigación y los métodos de OPF proporcionan herramientas flexibles y eficientes que se ampliamente en aplicaciones industriales, como problemas de control de voltaje y despacho económico limitado [15].

Sin embargo, los problemas OPF reales suelen ser más difíciles que los problemas considerados clásicos, y la adaptabilidad de los métodos OPF a los requisitos de modelado y solución para diferentes aplicaciones de ingeniería es muy diferente. Por tanto, hasta el momento no ha habido una fórmula y solución para todo tipo de problemas de OPF [16].

A medida que aumenta el tamaño y la complejidad de la red, la dificultad para resolver el problema OPF aumenta significativamente. Los desarrollos recientes de la industria han aumentado enormemente la complejidad del sistema de energía eléctrica, llevando este tema al frente de la investigación de OPF [17]. Por lo general, las empresas de servicios públicos han tenido una cantidad relativamente pequeña de generadores en las últimas décadas en comparación con las cantidades introducidas por el advenimiento de los productores de energía independientes y la integración a gran escala de la generación distribuida, la dispersión y la regeneración.

Mientras tanto, los programas de respuesta a la demanda agregan variables al lado de la carga de los problemas de OPF [18].

Para la resolución de OPF existen métodos deterministas o clásicos para estos problemas. Los métodos clásicos utilizados son los siguientes: método de Gaussiano, método de la gradiente, Método de Newton, Método de Programación Lineal, Método de Programación Cuadrática y métodos del punto interior[19]. A continuación, se

describe el método de la gradiente, tema de estudio de este documento:

El método de gradiente fue el primer intento de resolver los problemas prácticos de OPF a finales de la década de 1960. El método de gradiente se puede dividir en tres ramas de investigación: el gradiente reducido (RG), acoplado (CG) y el gradiente decreciente general (GRG).

Los métodos del gradiente utilizan el vector derivado de primer orden $\nabla f(x_k)$ de la función objetivo de un NLP (es decir, el gradiente) para determinar direcciones de mejora para la solución en pasos iterativos. Por su comportamiento y su facilidad al implementar, los métodos del gradiente son muy confiables. Sin embargo, los métodos de gradiente son lentos en comparación con los métodos de orden superior [20].

- Wolf (1967) [21] propuso el método de la gradiente reducido (RG) para resolver problemas de NPL (Programación no lineal) con restricciones lineales. Las limitaciones lineales conceden dividir las variables en básicas (o dependientes) y no básicas (o independientes), una técnica común usada en LP (programación lineal). Esto admite simbolizar las variables principales como una función lineal de las variables no primarias.

Esta relación lineal puede luego ser reemplazada por las variables subyacentes en una función objetivo. Conservar los rendimientos de las variables no relacionadas es fácil, pero las limitaciones sobre las variables subyacentes y otras restricciones de desigualdad deben emplearse introduciendo una cláusula de penalización intermedia a la función objetivo. La primera derivada de esta función objetivo modificada se llama gradiente reducido.

El método RG, al igual que todos los métodos del gradiente aumenta la respuesta iterativa reemplazando a un gradiente menor asegurando que las variables tengan factibilidad. La solución de convergencia se obtiene cuando el gradiente se vuelve 0. Si las condiciones de KKT (Karush-Kuhn-Tucker) se satisfacen en este punto, entonces es un óptimo local. Aunque se garantiza que el método RG convergerá siempre que exista un punto estacionario local, exhibe una característica de búsqueda en "zig-zag" bien conocida que ralentiza la convergencia cerca de la solución óptima [22].

El CG (método del gradiente conjugado), es un método mejorado en base al RG, siendo este uno de los métodos más utilizados para resolver sistemas de ecuaciones no lineales NLP.

El descenso en lugar de usar gradientes negativos, el proceso de CG elige un conjunto de vectores de orientación de caída como una interpretación uniforme de los gradientes periódicos al agregar el vector de gradiente negativo actual a la mezcla lineal progresiva de trayectorias de medición antiguas. Por ejemplo, este valor escalar se puede obtener al usar el procedimiento de Fletcher-Reeves o el método de Pole-Ribiere. tiene varias ventajas sobre el método RG. El RG presenta menos ventajas que el algoritmo CG. En primer lugar, la trayectoria de exploración constantemente es diferente de cero y es linealmente independiente de cualesquiera de los vectores de direcciones preliminares, es decir, las direcciones de búsqueda no entran en conflicto entre sí. Esto ayuda a evitar la característica de búsqueda en "zig-zag" inherente al método RG.

Además, la cantidad de pasos para resolver está restringida por la cantidad de variables en la tarea. [23].

Abadi y Carpentier (1969) extendieron el método RG al método general de gradiente decreciente (GRG) para resolver directamente las restricciones y desigualdades no lineales. Al igual que el método RG, el método GRG divide las variables en conjuntos de variables básicas y no básicas. Sin embargo, en lugar de utilizar funciones de penalización, el método GRG modifica las restricciones de modo que el cambio requerido en las variables básicas se pueda calcular directamente a partir de las variables no básicas. Para lograr esto, se introducen variables de holgura para todas las restricciones de desigualdad y las restricciones se linealizan sobre el punto de operación actual. Luego, el gradiente decreciente general se puede determinar en base de la función objetivo, que calcula el cambio incremental total de la función objetivo teniendo en cuenta tanto las variables principales como las no significativas. [21], [24].

Por consiguiente, el método de la gradiente es una forma de resolver los OPF mediante un conjunto de ecuaciones, con el fin de reducir las pérdidas de potencia en el sistema eléctrico, en la Figura 1 se puede observar la utilización del método de la gradiente considerando el ajuste a un conjunto de variables de control con el fin de obtener un punto de operación que minimice las pérdidas de potencia activa del sistema. Con lo mencionado anteriormente se desarrolla un modelo de optimización, que será diseñado en el software MATrix LABORatory (MATLAB). Para la resolución de flujos óptimos de potencia se utiliza MATPOWER que es un toolbox de código abierto de MATAB, tomando en cuenta la metodología y las restricciones operativas. A partir del OPF se obtiene ciertos parámetros importantes para el

desarrollo del algoritmo del método de la gradiente en un script de MATLAB, siguiendo el procedimiento mostrado en la Tabla 2, mediante líneas de códigos secuenciales hasta tener una solución óptima, se valúa los resultados de las variables eléctricas al aplicar el método de la gradiente con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa.

El presente trabajo de investigación está compuesto por un conjunto de secciones ordenadas de la siguiente manera: en la Sección II se detalla los flujos de potencia con sus respectivas

ecuaciones, la Sección III se especifica los OPF con sus correspondientes restricciones y sus funciones objetivo, la Sección IV indica una descripción de los diferentes métodos de convencionales para resolución de un OPF, la Sección V muestra la formulación del algoritmo desarrollado para la reducción de pérdidas de potencia, en la Sección VI se describen los casos de estudio, y para finalizar la Sección VII y VIII muestran los resultados y las conclusiones del trabajo.

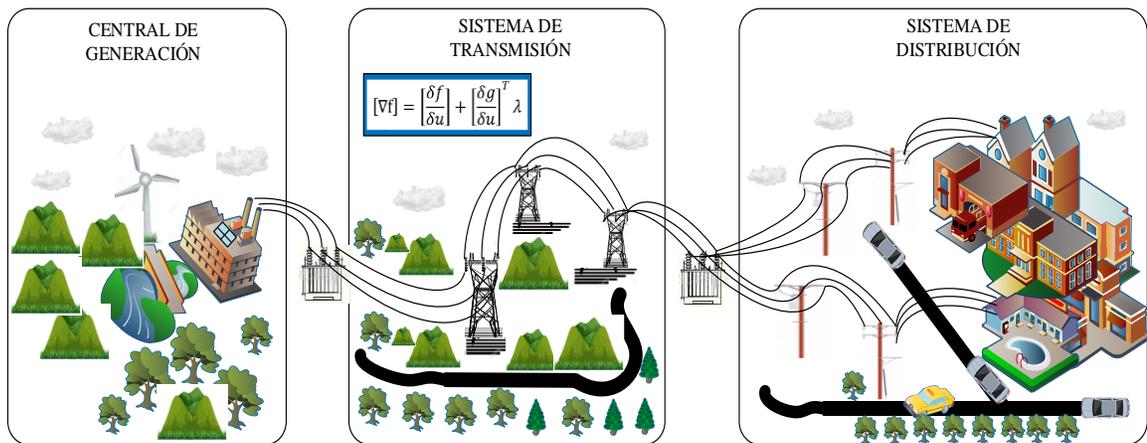


Figura 1. Flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos basado en criterios de mínimas pérdidas de potencia usando el método de la gradiente.

2 Flujo de Potencia

El análisis de flujos de potencia es un estudio fundamental que se realiza en los sistemas eléctricos. El objetivo de un flujo de potencia es calcular los voltajes (magnitud y ángulo) para una carga, generación y condición de red determinadas [25]. Una vez que se conocen los voltajes de todos los nodos, se pueden calcular los flujos de línea y las pérdidas. El punto de partida para resolver problemas de flujo de potencia es identificar las variables conocidas y desconocidas en el sistema. Con base en estas variables, los nodos se clasifican en tres tipos:

- Barras de referencia: también conocida como barra Slack, en esta barra se conoce la magnitud de voltaje y el ángulo de fase, y los valores de potencia activa y reactiva neta se desconocen.
- Barras P-Q: también conocidas como barras de carga, en este tipo de barra se conocen los valores de potencia activa y reactiva neta, pero los valores de voltaje y ángulos son desconocidos.
- Barras P-V: a estas barras también se las conoce como barras de generación en las cuales los valores de potencia activa

neta y magnitud de voltaje son conocidos, mientras los valores de potencia reactiva y el ángulo no son especificados. Las ecuaciones para la resolución de un flujo de potencia se definen de la siguiente manera:

$$P_i(V, \delta) - P_{ineta} = 0, i = 1, \dots, Nb \quad (1)$$

$$Q_i(V, \delta) - Q_{ineta} = 0, i = 1, \dots, Nb \quad (2)$$

En este caso, las ecuaciones de inyecciones de potencia activa y reactiva se indican a continuación:

$$P_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (3)$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (4)$$

Donde:

- V_i, V_k Voltaje en el nodo i y en el nodo k.
- δ_i, δ_k Ángulo de fase en el nodo i y en el nodo k.
- g_{ik} ii-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal
- b_{ik} ii-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal

En un flujo de potencia el vector $[x]$, corresponde a las variables desconocidas (V, δ) , para encontrar el valor de este vector se utiliza el método de Newton en forma polar, el cual está dado por el siguiente algoritmo:

1. Seleccionar el número de ecuaciones para formar el vector

$[g(x)]$ para lo cual se debe identificar el tipo de barra PV o PQ.

2. Definir un valor inicial de 1 pu para los valores de voltaje y 0 para los ángulos en cada nodo del sistema.
3. Determinar la potencia activa y reactiva inyectada mediante la ecuación (3) y (4) y comparar con las potencias netas definidas en (1) y (2). Si el valor calculado se encuentra dentro de la tolerancia especificada entonces se procede a parar, caso contrario se continua con el paso siguiente.
4. Hallar nuevos valores de voltaje y ángulos mediante las ecuaciones (5) y (6). Una vez calculados estos nuevos valores se regresa al paso 3.

$$\left[\frac{\delta g(x^h)}{\delta x} \right] [\Delta x] = -[g(x^h)] \quad (5)$$

$$[(x^{h+1})] = [x^h] + [\Delta x] \quad (6)$$

Al realizar la derivada parcial $g(x)$ con respecto a x se conoce como la matriz Jacobiana y se la representa de la siguiente manera:

$$\left[\frac{\delta g(x)}{\delta x} \right] = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (7)$$

Donde:

$$\begin{aligned} H &= \delta P / \delta x \theta \\ N &= \delta P / \delta x V \\ M &= \delta Q / \delta x \theta \\ L &= \delta Q / \delta x V \end{aligned}$$

Para la resolución de optimización se utilizan el método de flujos de potencia óptimos el cual será descrito en la siguiente sección.

3 Flujo de Potencia Óptimo

Este capítulo cubre las metodologías existentes para la solución del problema Optimal Power Flow (OPF). Incluyen la formulación del problema de OPF, la función objetivo y sus respectivas restricciones [26].

Los métodos de OPF se agrupan ampliamente como convencionales e inteligentes. Los métodos tradicionales están compuestos por técnicas famosas como el método de la gradiente, el método de Newton, SQP, LP y el MIP. En cambio las técnicas de inteligentes están conformadas por metodologías incluidas recientemente en la literatura como por ejemplo el algoritmo genético y la optimización del enjambre de partículas [27].

En OPF, se debe hallar los valores de pocas o completamente todas las variables de control para optimar un fin predefinido. También es importante que desde el principio se dé la definición adecuada del problema con objetivos claramente establecidos. La precisión del modelo de prueba es base para tener una calidad de solución [28].

Las funciones de objetivo vienen en una variedad de formas, como costo de combustible de generación, pérdida de las líneas de transmisión y asignación de recursos de respuesta. A menudo, una función interesante del objetivo es minimizar el coste total de fabricación de un grupo de generadores. Este es el más utilizado ya que refleja la práctica de despacho económico actual y, lo que es más importante, el aspecto relacionado con los costos que siempre ocupan un lugar destacado entre los requisitos operativos de los sistemas de potencia[29].

El OPF tiene como objetivo optimizar una función objetivo, sujeta a las ecuaciones de flujo de potencia de la red

y los límites operativos del sistema y equipos. La condición óptima se logra ajustando los controles disponibles para minimizar una función objetivo sujeta a requisitos operativos y de seguridad específicos [30].

En los OPF los objetivos más utilizados son los siguientes:

- Optimización de costes de combustible o energía activa.
- Minimización de la pérdida de potencia activa.
- Planificación de VAR para minimizar el costo de soporte de energía reactiva.

3.1 Función objetivo para minimizar el costo de combustible.

El problema de OPF se puede formular como un problema de optimización y es el siguiente [19]:

$$F(Pg) = \sum_{i=1}^N a + bPg_i + cPg_i^2 \quad (8)$$

Donde:

- a, b, c Coeficientes de costo de la generación de energía activa en el nodo i .
- P_{gi} Potencia activa de generación en el nodo i .

La función de costo de generación total se expresa como:

$$\min F(Pg) = f(x, u) \quad (9)$$

La función objetivo está sujeta a las restricciones de igualdad no lineales:

$$g(x, u) = 0 \quad (10)$$

y restricciones de desigualdad no lineal:

$$h(x, u) \leq 0 \quad (11)$$

$$u^{min} \leq u \leq u^{max} \quad (12)$$

$$x^{min} \leq x \leq x^{max} \quad (13)$$

$F(Pg)$ es la función de costo total, $f(x, u)$ es el objetivo escalar, $g(x, u)$ representa las restricciones de igualdad no lineales (ecuaciones de flujo de potencia) y $h(x, u)$ es la restricción de desigualdad no lineal de los argumentos vectoriales (x, u) .

Las variables dependientes están introducidas dentro del vector x :

- La magnitud y el ángulo de fase de la tensión de nodo
- Parámetros fijos como el ángulo del nodo de referencia.
- Cargas MW y Mvar no controladas.
- Voltajes de los nodos fijos, parámetros de línea.

El vector u consta de variables de control que incluyen:

- Generación de energía activa y reactiva.
- Ángulos de cambio de fase.
- Carga MW y Mvar (deslastre de carga).
- Flujos de línea de transmisión de CC.
- Control de voltaje.
- Ajustes de la derivación del transformador LTC.

Las desigualdad e igualdad de esta variable contiene los:

- Limitaciones de las constantes de control.
- Ecuaciones de flujo de potencia.
- Equilibrio de generación / carga.
- Limitaciones máximas de las líneas de transmisión (MW, Mvar, MVA).
- Los perfiles de voltaje están limitados por su restricción de mínimo y máximo voltaje.

- Límites de reserva activa / reactiva.
- Capacidad máxima y mínima del generador en Mvar.

Los modelos OPF contienen varias aplicaciones en los sistemas de energía, planificación y programación operativa y el control en tiempo real. El objetivo principal de un OPF es reducir los costos para satisfacer la demanda de carga para un sistema de energía mientras se mantiene la seguridad del sistema [31].

Desde el punto de vista de un OPF, el mantenimiento de la seguridad del sistema requiere mantener cada dispositivo en el sistema de potencia dentro de su rango de operación deseado en estado estable. Esto incluirá salidas máximas y mínimas para generadores, flujos máximos de MVA en líneas de transmisión y transformadores, así como mantener los voltajes de los nodos del sistema dentro de los rangos especificados [32]–[34]. A continuación, se describe las funciones objetivo de costos de generación y pérdidas de potencia activa de un OPF, con sus respectivas restricciones [35].

3.2 Función objetivo para minimizar la pérdida de potencia activa.

La función objetivo a minimizar busca reducir las pérdidas de potencia activa en el sistema eléctrico, la ecuación (14) indica esta minimización [36]–[39].

$$\min \sum_{i=1}^N P_{gi} - P_{di} \quad (14)$$

Donde:

- P_{di} Potencia activa de demanda en el nodo i .
- P_{gi} Potencia activa de generación en el nodo i .

3.3 Restricciones para la minimización de costos de generación y pérdidas de potencia activa.

Las restricciones de balance de potencia están representadas por las ecuaciones de flujo de carga.

$$P_i(V, \delta) - Pg_i + Pd_i = 0 \quad (15)$$

$$Q_i(V, \delta) - Qg_i + Qd_i = 0 \quad (16)$$

Donde:

$$P_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (17)$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (18)$$

Donde:

P_{di}	Potencia activa de demanda en el nodo i.
Q_{di}	Potencia reactiva de demanda en el nodo i.
P_{gi}	Potencia activa de generación en el nodo i.
Q_{gi}	Potencia reactiva de generación en el nodo i.
V_i, V_k	Voltaje en el nodo i y en el nodo k.
δ_i, δ_k	Ángulo de fase en el nodo i y en el nodo k.
n	Número total de nodos del sistema.
g_{ik}	ii-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal
b_{ik}	ii-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal

Las restricciones de desigualdad que representan los límites de todas las variables son las siguientes:

$$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max} \quad (19)$$

$$Qg_i^{min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{max} \quad (20)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (21)$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max} \quad (22)$$

3.4 Metodología de solución de un OPF.

H.H. Happ [40] realizó una primera investigación exhaustiva sobre el despacho de energía óptimo y, posteriormente, un grupo de trabajo de la IEEE [41] presentó una encuesta bibliográfica de las principales funciones de seguridad económica en 1981.

Posteriormente, en 1985, J. Carpentier presentó una investigación [21] y clasificó los algoritmos OPF en función de su metodología de solución.

En 1990, B. H. Chowdhury [42] realizó una encuesta sobre métodos de despacho económico. En 1999, J. A. Momoh [43] presentó una revisión de algunas técnicas OPF seleccionadas. Las soluciones se pueden dividir en dos categorías, lo cuales son conocidos como Métodos tradicionales o convencionales (clásicos) y métodos inteligentes.

La subclasificación adicional de cada metodología se da a continuación según el diagrama de árbol que representa la siguiente figura.

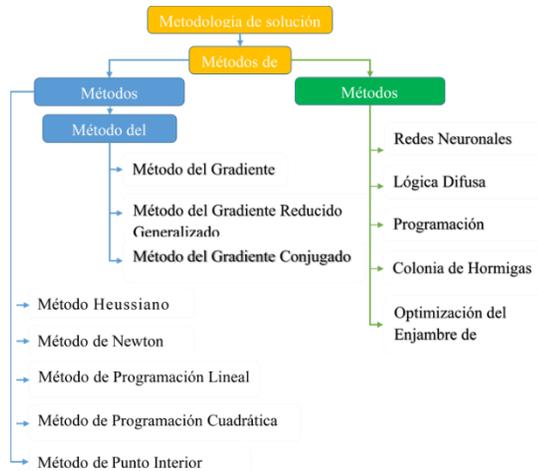


Figura 2. Métodos de solución OPF

4 Métodos Convencionales para la resolución de OPF.

Generalmente, se emplean métodos convencionales para una solución eficaz de los OPF. En los últimos años la utilización de estos métodos ha sido un campo muy extenso en la investigación de OPF. Los métodos convencionales se basan en: en enfoques de programación matemática y se utilizan para resolver problemas de OPF de diferentes tamaños. Para cumplir con los requisitos de las diferentes funciones objetivo, tipos de aplicación y naturaleza de las restricciones, los métodos convencionales populares se subdividen en método de la gradiente, LP, Newton, QCL y MPI.

A pesar de que se han logrado avances excelentes en los métodos clásicos, estos adolecen de las siguientes desventajas:

- En la mayoría de los casos, las formulaciones matemáticas deben simplificarse para obtener las soluciones debido a la capacidad extremadamente limitada para resolver problemas de sistemas de energía a gran escala del mundo real.
- Ya que tienen poca convergencia se consideran algoritmos débiles

que pueden quedarse trabados al momento de obtener el óptimo punto y por lo tanto sólo pueden conseguir una solución óptima en una única ejecución, para la solución de sistemas grandes pueden ser costosos y se dice que para un conjunto de variables grandes se vuelven demasiados lentos.

4.1 Método de la gradiente.

Para la existencia de variables de control y de estado se utiliza el GRC (gradiente generalizado) junto con sistemas de flujos de potencia que proporcionan una base nodal para la simplificación de variables de estado para los OPF [44]. Se entrega la información necesaria cuando se tiene el acceso a buenos paquetes de flujos de potencia. De nuevo, esto ayuda a reducir el problema en el espacio de variables de control donde se simplifican las variables de estado asociadas a los flujos de potencia.

• Ventajas y desventajas del método de la gradiente.

Algunos aspectos que se consideran como ventajas se describen a continuación:

- Con el método de la gradiente, la solución del flujo de potencia óptimo generalmente requiere de 10 a 20 cálculos de la matriz jacobiana formada en el método de Newton.
- El procedimiento de Gradiente se utiliza para encontrar la solución de flujo de potencia óptima que sea factible con respecto a todas las restricciones de desigualdad relevantes. Maneja las restricciones de desigualdad funcional haciendo uso de funciones de penalización.

- Los métodos del gradiente se ajustan mejor a problemas muy restringidos.
- Los métodos del gradiente pueden adaptarse fácilmente a las no linealidades en comparación con el método cuadrático.
- Se dice que al ser confiables, eficientes, exactos se consideran como métodos compactos del gradiente.

Algunas de las desventajas de este método son las siguientes:

- Si el tamaño del espacio del gradiente es grande, la exactitud de solución del OPF será mayor. Hay que tomar en cuenta que, al considerar los factores de penalización, restricciones de desigualdad e igualdad, provocan que las matrices de correlación sean más notables por lo que incrementa el tiempo de cálculo y complica el procedimiento.
- El método de la gradiente adolece de la dificultad de manejar todas las restricciones de desigualdad que normalmente se encuentran en el flujo de potencia óptimo.
- En el instante de ejecución del problema, se tiene que modificarse la dirección del gradiente, lo cual conlleva a muy lentas convergencias.
- Al estar cerca de obtener la solución óptima del problema, estos métodos muestran peculiaridades lentas de convergencia.
- En representación de limitaciones de desigualdad, estos métodos son difíciles de solucionar.

4.2 Método Newton.

Para la resolución de flujos de potencia en los SEP, este método es muy

reconocido. Ha sido el algoritmo de solución estándar para el problema del flujo de potencia durante mucho tiempo.

Para las distintas aplicaciones de diferentes algoritmos de OPF, el enfoque de Newton suele ser una modelación accesible y flexible [45].

El método de Newton es un algoritmo de solución muy poderoso debido a su rápida convergencia cerca de la solución. Esta propiedad es especialmente útil para aplicaciones de sistemas de energía porque se obtiene fácilmente una estimación inicial cercana a la solución.

Los voltajes del sistema estarán cerca de los valores nominales del sistema, las salidas del generador se pueden estimar a partir de datos históricos y las relaciones de derivación del transformador estarán cerca de 1.0 p.u.

• Ventajas y desventajas del Método de Newton.

Entre las ventajas de este método tenemos las siguientes:

- Rápida capacidad de convergencia.
- Puede manejar muy bien las restricciones de desigualdad.
- En este método, se deben identificar las restricciones vinculantes de desigualdad, lo que ayuda a una rápida convergencia.
- Bajo las condiciones de Kuhn-Tucker, converge en pocas iteraciones para distintos grupos dados de restricciones vinculantes.
- Para distintas aplicaciones de OPF, se puede desarrollar el enfoque de Newton por su flexibilidad.

Como desventajas este método presenta los siguientes puntos:

- Cuando está cercana al límite, la penalización suele ser muy

pequeña haciendo que la óptima solución flote encima del límite

- No es posible desarrollar programas prácticos de OPF sin emplear técnicas de dispersión.
- Las técnicas basadas en Newton tienen un inconveniente de las características de convergencia que son sensibles a las condiciones iniciales e incluso pueden fallar en la convergencia debido a condiciones iniciales inapropiadas.

4.3 Método de programación lineal.

Para resolver formulaciones en forma lineal, las cuales se basan en problemas que contienen una función objetivo y restricciones lineales se usa este método [46]. Básicamente, se sabe que el método simplex es muy eficaz para resolver problemas de LP. Se ha defendido el enfoque de programación lineal [47] sobre la base de que:

- El proceso de la solución L.P es completamente confiable.
- Las soluciones de L.P pueden ser muy rápidas.
- La precisión y el alcance del modelo linealizado es adecuado para la mayoría de los propósitos de ingeniería.

• Ventajas y desventajas del método LP

Ventajas del modelo LP:

- El método LP maneja fácilmente las restricciones de no linealidad.
- Cuando se tiene desigualdades, este método es muy factible y eficiente.
- Para las restricciones locales es muy eficiente el uso de este método.
- Se ocupa de forma eficaz de las limitaciones locales.

- Tiene capacidad para incorporar restricciones de contingencia.
- Los últimos métodos de LP han superado las dificultades de resolver el problema de la minimización de pérdidas no separables.

Desventajas:

- Sufre falta de precisión.
- Con referencia de las aproximaciones de costos lineales tienen varias desventajas, aunque sean métodos confiables y rápidos.

4.4 Método de programación cuadrática (QP).

Un perfil exclusivo de NLP es la QP. La función objetivo del modelo de optimización QP es cuadrática y las restricciones están en forma lineal. La programación cuadrática tiene mayor precisión que los enfoques basados en LP. Especialmente la función objetivo más utilizada es una cuadrática [35].

La NPL que tiene la función objetivo y las restricciones descritas en forma cuadrática tiene mucha importancia práctica y se denomina optimización cuadrática. Se la conoce como QP, ya que cuenta con limitaciones lineales y tiene como función objetivo a una expresión cuadrática. La derivación del método de sensibilidad tiene como objetivo resolver la NPL en la computadora. La QP es muy utilizada para la resolución de varios problemas SQP, asimismo de ser un carácter habitual para varios problemas significativos [48].

La optimización basada en la programación cuadrática está involucrada en los sistemas de energía para mantener un perfil de voltaje deseado, maximizando el flujo de energía y minimizando el costo de generación.

Estos conjuntos habitualmente quedan vigilados por una múltiple generación de energía que ordinariamente posee dos términos. Por lo tanto, la reducción se toma en cuenta a base de la maximización, la cual puede variar el signo de la función objetivo. Los vectores y matrices son una caracterización de las funciones cuadráticas.

- **Ventajas y desventajas del método de programación cuadrática.**

Como puntos altos de este método se tienen los siguientes:

- El método es adecuado para puntos de partida no factibles o divergentes.
- Este método es capaz de resolver despachos económicos como flujos de potencia.
- Tienen una solución de convergencia muy rápida, ya que no considera la utilización de un factor de penalización o por gradiente, los cuales pueden provocar una convergencia dificultosa.
- El método puede resolver tanto el flujo de carga como los problemas económicos de despacho.
- El algoritmo es capaz de indicar si es posible o no obtener una óptima solución, durante el periodo de optimización.
- Con respecto a otras soluciones, este método tiene mucha una gran precisión.

Las desventajas que presenta este método son las siguientes:

- Para obtener la optimización de potencia reactiva se tiene como principal problema lo siguiente:
 - a) Afinidad aproximada del intervalo de programación.

- b) Conflicto para hallar medios de programación cuadrática de elevado nivel a problemas de acercamiento QP.
- c) Los algoritmos de programación QP tiene mucha complicación y confidencialidad.
 - Las técnicas basadas en QP tienen algunas desventajas asociadas con las aproximaciones de costos cuadráticas por partes.

4.5 Método de punto interior.

Este método se caracteriza por tener ventajas de velocidad propias para grandes problemas obtenidos a manera de 12: 1 con respecto a la técnica simplex [49]. Además, este método tiene un límite de polinomio en el tiempo de ejecución del peor de los casos que es mejor que los algoritmos elipsoides.

El punto interior de Karmarkar rara vez visita demasiados puntos extremos antes de encontrar un punto óptimo. También, el algoritmo MIP persiste en el interior del politopo pretendiendo ubicar una solución real a manera del "centro del universo" para hallar una excelente orientación hacia la siguiente inclinación.

Al elegir correctamente las longitudes de los pasos, se logra una solución óptima después de varias iteraciones [50].

Aunque este enfoque de IP requiere más tiempo computacional para encontrar una dirección de movimiento que el método simplex tradicional, se logra una mejor dirección de movimiento que resulta en menos iteraciones. Asimismo, la orientación MIP se ha transformado en competidor de las técnicas simplex y atrajo la atención de la colectividad de optimización. Se han propuesto algunas variaciones de los

MIP y se han utilizado con éxito para flujos de energía [51].

• **Ventajas y desventajas del método del punto interior.**

Ventajas:

- Se consideran como los algoritmos más eficientes a los MIP. Mantiene una buena precisión al tiempo que logra grandes ventajas en la velocidad de convergencia de hasta 12: 1 en algunos casos en comparación con otras técnicas conocidas de programación lineal.
- El método del punto interior puede resolver un problema de programación lineal a gran escala moviéndose a través del interior, en lugar del límite como en el método simplex, de la región factible para encontrar una solución óptima.
- El método de punto interior se adapta preferiblemente a los OPF debido a su fiabilidad, velocidad y precisión.
- Selección automática de objetivos (despacho económico, planificación VAR y opciones de minimización de pérdidas) basada en el análisis del sistema.
- En la selección de restricciones permite al interesado la interacción.

Desventajas:

- Limitación por condiciones de arranque y terminación.
- Solución inviable si el tamaño del paso se elige incorrectamente.

5 Formulación del problema

La modelación para realizar consiste en la resolución del OPF en sistemas eléctricos de potencia mediante el método de la gradiente con el objeto de

minimizar las pérdidas de potencia activa.

5.1 Algoritmo del Flujo de Potencia Óptimo

En el sistema eléctrico, se considera que la potencia suministrada por la barra Slack o barra de referencia es nuestra función objetivo para minimizar las pérdidas de potencia activa bajo un conjunto de restricciones mencionadas en la Sección III de este documento. En el análisis de flujo de carga, la potencia suministrada por la barra Slack no es especificada a causa de que esta es la encargada de suplir las pérdidas del sistema. Por consiguiente, se considera que al minimizar las pérdidas de potencia de la barra Slack se estarían minimizando a la vez las pérdidas de potencia activa de todo el sistema eléctrico. La ecuación (23) indica la minimización de pérdidas del sistema:

$$F(x, u) = P_{net a1} = P1(x, u, p) = P_{perd} + \sum_{i=1}^N Pd_i - P g_i \quad (23)$$

$$[u] = [V_1, \dots, V_M, t_{ij}]^T \quad (24)$$

$$[x] = [\delta_2, \dots, \delta_N, V_{M+1}, \dots, V_N]^T \quad (25)$$

$$[p] = [P_{Di}, Q_{Di}, P_{Gi}, Q_{Gi}, \delta_1]^T \quad (26)$$

Donde:

- x Variable de estado
- u Variable de control
- p Variable independiente

La ecuación (24) representa a las variables de control, las cuales representan a las magnitudes de los nodos de generación y estas pueden ser adecuadas a un valor fijo. El problema de optimización se restringe a ajustar estas variables de control para minimizar las pérdidas de potencia del sistema. Una

forma de solución para este problema es la utilización de un método convencional de optimización como lo son los multiplicadores de Lagrange con el propósito de encontrar el mínimo de la función objetivo bajo un conjunto de restricciones de igualdad, en donde se implementa una variable auxiliar λ .

$$L(x, u) = f(x, u) + [\lambda]^T [g(x, u)] \quad (27)$$

Donde:

$$[\lambda]^T = [\lambda_1, \lambda_2, \dots \dots \lambda_i] \quad (28)$$

Mientras que la condición de optimalidad se muestra en la siguiente ecuación:

$$\left[\frac{\delta L}{\delta x} \right] = \left[\frac{\delta f}{\delta x} \right] + \left[\frac{\delta g}{\delta x} \right]^T \lambda = 0 \quad (29)$$

$$\left[\frac{\delta L}{\delta u} \right] = \left[\frac{\delta f}{\delta u} \right] + \left[\frac{\delta g}{\delta u} \right]^T \lambda = 0 \quad (30)$$

$$\left[\frac{\delta L}{\delta \lambda} \right] = g(x, u, p) = 0 \quad (31)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \left[\frac{\delta g}{\delta x} \right]^T & \text{ Jacobiano} \\ \left[\frac{\delta g}{\delta u} \right]^T & \text{ Jacobiano Reducido} \end{aligned}$$

El sistema de ecuaciones puede ser resuelto mediante el método de la gradiente, el cual se fundamenta en iniciar desde un punto factible en dirección opuesta al gradiente y alcanzar un nuevo punto factible con un valor de función objetivo menor. Realizando este método de manera sucesiva se llega al óptimo.

5.2 Procedimiento de resolución

En la Tabla 1 se indica el algoritmo del OPF con sus respectivas restricciones, el cual será ejecutado previamente en el toolbox MATPOWER. Los resultados obtenidos en MATPOWER serán

utilizados para la resolución del método de la gradiente, cuyo algoritmo se muestra en la Tabla 2, este algoritmo es implementado en un script de MATLAB, en base a un procedimiento de programación ordenada.

Tabla 1. Algoritmo del OPF

Paso 1	Ingreso de datos del sistema eléctrico.
Paso 2	Valores iniciales de las variables eléctricas.
	Determinación de la Y de bus $Y_{ij} = Y_{ij} \cos \delta_{ij} + j Y_{ij} \sin \delta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$
	Donde:
	$G_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$
Paso 3	$B_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$
	Matriz de Admitancia Mutua $[Y_{in}] = -Y_{in} \angle \delta_{in}$
	Matriz de Admitancia Propia $[Y_{ii}] = \sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \delta_{in}$
	Problema de Optimización MATPOWER-MATLAB Minimización de la Función Objetivo $F(Pg) = \sum_{i=1}^N a + bPg_i + cPg_i^2$
	Set Restricciones de igualdad $P_{gi} - P_{di}$
Paso 4	$= V_i^2 G_{ii} + \sum_{i=1}^N V_i V_j [G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}]$
	$Q_{gi} - Q_{di} + Q_{svci}$
	$= V_i^2 B_{ii} + \sum_{i=1}^N V_i V_j [G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}]$
	Set Restricciones de desigualdad $V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}$ $\delta_{i,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i,max}$ $P_{g,min} \leq P_g \leq P_{g,max}$ $Q_{g,min} \leq Q_g \leq Q_{g,max}$
Paso 5	Análisis de resultados
Paso 6	Fin

Tabla 2. MÉTODO DE LA GRADIENTE.

Paso 1	Inicio
Paso 2	Asumir un conjunto de variables de control
Paso 3	Resolución factible del algoritmo del OPF y obtener el Jacobiano.
Paso 4	Resolución de la siguiente ecuación. $\lambda = \left[\frac{\delta f}{\delta x} \right] + \left[\frac{\delta g}{\delta x} \right]^{T^{-1}}$
Paso 5	Calcular la gradiente $[\nabla f] = \left[\frac{\delta f}{\delta u} \right] + \left[\frac{\delta g}{\delta u} \right]^T \lambda$
Paso 6	Verificar la convergencia $ \nabla f \leq \varepsilon; \text{ ó } f^{k+1} - f^k \leq \varepsilon; \text{ ó } u^{k+1} - u^k \leq \varepsilon$
Paso 7	Encontrar un nuevo valor para u $\nabla u = -c \nabla f$ $u^{nuevo} = u^{anterior} + \nabla u$
Paso 8	Volver al paso 3.
Paso 9	Fin si
Paso 10	Repetir
Paso 11	Fin

6 Análisis de resultados

El modelo de optimización implementado será evaluado en el sistema de prueba de la IEEE de 6 nodos y en el sistema de 39 nodos. De manera secuencial se irán ingresando los datos de cada uno de los sistemas eléctricos. Una vez ingresados los datos del sistema en MATPOWER, se procederá a resolver el OPF, cuyos resultados previos permitirán resolver el método de la gradiente en un script de Matlab. Al obtener los resultados del método de la gradiente, estos permitirán evaluar la minimización de las pérdidas de potencia activa y los demás parámetros eléctricos de los sistemas. Los sistemas eléctricos de prueba consideran como límites de voltaje un rango entre [0.9,1.1], mientras que para el límite de los ángulos de fase se considera un rango entre [-40,40], dichos valores se encuentran establecidos por los entes reguladores de cada país, para el modelo de optimización se utilizó la información obtenida por la Agencia de Regulación y

Control de Electricidad (ARCONEL) [52], [53].

6.1 Sistema Eléctrico de la IEEE de 6 Nodos

El primer sistema eléctrico para evaluar cuenta con 3 generadores, 10 líneas de transmisión, 4 cargas. Como se puede observar en la Figura 3 se indica el diagrama unifilar de este sistema. Las características del sistema eléctrico se muestran en la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5.

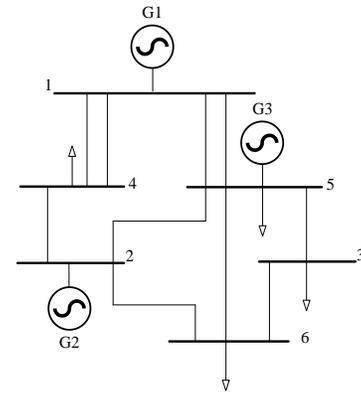


Figura 3. Sistema Eléctrico de la IEEE de 6 Nodos.

Tabla 3. Datos del Generador del Sistema de 6 Nodos de la IEEE.

	Nodo de Conexión	P. Max (MW)	Q. Min (Mvar)	Q Max (Mvar)
G1	1	150	90	-90
G2	2	100	50	-50
G3	5	60	65	-65

Tabla 4. Datos de la red del Sistema de 6 Nodos de la IEEE.

	Nini	Nfin	Rpu	Xpu	B/2
L1	1	4	0.010	0.082	0.081
L2	1	4	0.010	0.082	0.081
L3	1	5	0.018	0.145	0.145
L4	1	5	0.018	0.145	0.145
L5	2	4	0.014	0.109	0.109
L6	2	5	0.009	0.073	0.072
L7	2	6	0.014	0.109	0.109
L8	3	5	0.015	0.118	0.118
L9	3	6	0.013	0.106	0.104
L10	5	6	0.006	0.046	0.046

Tabla 5. Datos de las cargas del Sistema de 6 Nodos de la IEEE.

	Nc	Pd [MW]	Qd [Mvar]
n1	1	0	0
n2	2	0	0
n3	3	40	10
n4	4	80	70
n5	5	60	12
n6	6	50	40

6.1.1 Caso 1 - Evaluación del Modelo matemático que minimiza las pérdidas de potencia activa en el Sistema Eléctrico de 6 nodos.

En este análisis se mostrará la resolución del modelo de optimización mediante la resolución de flujos de potencia óptimos con el objeto de minimizar las pérdidas de potencia activa usando el método de la gradiente. Para ello se utiliza el algoritmo descrito en la Tabla 2, el cual debe resolver de manera iterativa el sistema no lineal. Para aplicar este algoritmo, se tiene que resolver el flujo de potencia, del cual se obtiene la matriz Jacobiana, en donde se encuentran disponibles las expresiones para la resolución de las derivadas parciales. Dentro de nuestro algoritmo se tiene la constante c , que indica el número de pasos que se debe dar en una dirección factible contraria al gradiente, si el valor de la dirección factible es menor que la tolerancia ($||\nabla f|| \leq \varepsilon$), entonces existe convergencia y se obtendrá una solución óptima. El valor de c debe tener un valor muy pequeño para asegurar una convergencia.

Para nuestro caso de estudio se considera que el valor de la constante c es equivalente a 0.02, lo que conlleva al algoritmo a converger al punto óptimo después de sólo dos iteraciones. En la Figura 4 se muestra la función objetivo

minimizada después del proceso de convergencia del método de la gradiente.

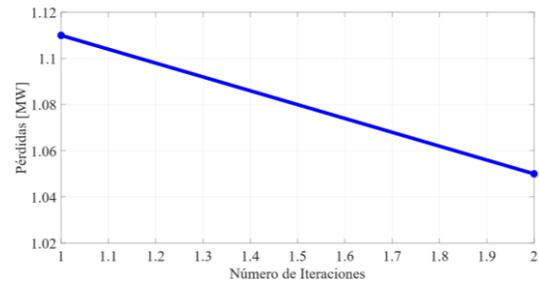


Figura 4. Variación de la función objetivo para el Sistema Eléctrico de 6 nodos.

A fin de validar el modelo de optimización realizado en MATLAB se compara el resultado de la minimización de pérdidas, con el software General Algebraic Modeling System (GAMS), de lo cual se obtiene los siguientes resultados que se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Minimización de Pérdidas de Potencia Activa para el Sistema Eléctrico de 6 nodos.

	MATLAB	GAMS
FP	FOP mediante el método de la gradiente	FOP
MW	MW	MW
	1.1100	0.9946

Al minimizar las pérdidas de potencia activa y realizar el despacho económico mediante el OPF, se puede observar una mejora de los perfiles de voltaje en los nodos del sistema en comparación a un flujo de potencia como se muestra en la siguiente Figura 5 y en la Tabla 7 se indica los valores de voltaje en MATLAB con respecto a los valores obtenidos en GAMS.

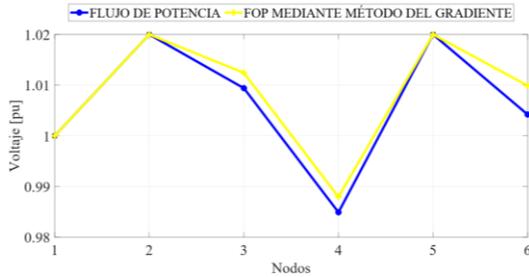


Figura 5. Variación de Voltaje del Sistema Eléctrico de 6 nodos.

Tabla 7. Perfiles de Voltaje del Sistema Eléctrico de 6 nodos.

	MATLAB		GAMS
	Flujo de Potencia V(pu)	FOP mediante el método de la gradiente V(pu)	FOP V(pu)
n1	1.000	1.000	1.000
n2	1.020	1.020	1.020
n3	1.009	1.012	1.012
n4	0.985	0.988	0.986
n5	1.020	1.020	1.020
n6	1.004	1.010	1.009

Si los niveles de voltaje incrementan cuando se reducen las pérdidas de potencia, se puede decir que la aportación de potencia activa y reactiva al sistema es de forma positiva, por lo que implícitamente el sistema se vuelve más estable y robusto. La Figura 6 y Figura 7, muestran la entrega de potencia activa y reactiva de los generadores del sistema.

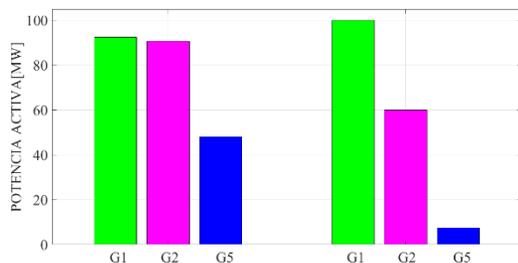


Figura 6. Potencia Activa de Generación del Sistema Eléctrico de 6 nodos.

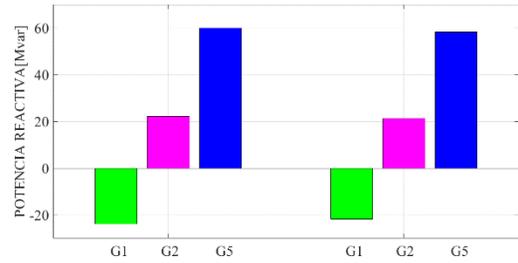


Figura 7. Potencia Reactiva de Generación del Sistema Eléctrico de 6 nodos.

El modelo optimización de esta investigación, está realizando un despacho económico y minimizando de pérdidas simultáneamente. Sin embargo, como puede observar en cuánto a los costos, se mantiene constante de manera ya que la optimización del algoritmo se basa en reducir las pérdidas en el sistema.

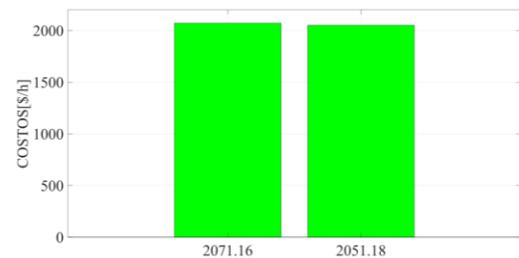


Figura 8. Costos de Generación del Sistema Eléctrico de 6 nodos.

6.2 Sistema Eléctrico de la IEEE de 39 Nodos

El sistema eléctrico de la IEEE de 39 nodos está conformado por más elementos de los cuales se puede describir: 10 generadores, 46 líneas de transmisión y 19 cargas eléctricas. Su diagrama unifilar se muestra en la Figura 9 y los datos de las características eléctricas del sistema se puede observar en la Tabla 8, Tabla 9, Tabla 10.

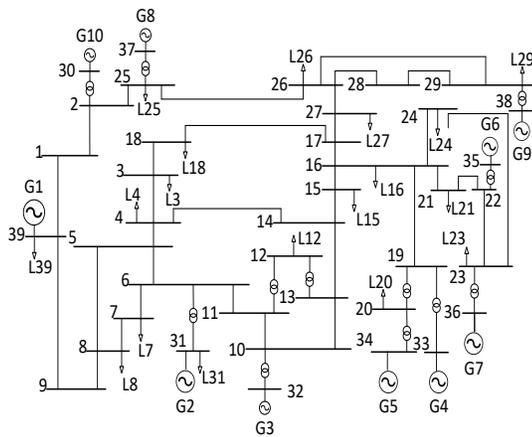


Figura 9. Sistema Eléctrico de la IEEE de 39 Nodos

Tabla 8. Datos del Generador del Sistema de 39 Nodos de la IEEE.

Generador	Nodo de Conexión	P. Max (MW)	Q. Min (Mvar)	Q Max (Mvar)
G1	39	9000	-8000	9000
G2	31	1000	-310	600
G3	32	900	-340	560
G4	33	970	-340	560
G5	34	555	-200	210
G6	35	800	-300	800
G7	36	895	-300	490
G8	37	895	-210	490
G9	38	900	-300	700
G10	30	900	-500	600

Tabla 9. Datos de la red del Sistema de 39 Nodos de la IEEE.

Línea	Nini	Nfin	Rpu	Xpu	Bo
L1	1	2	0.0035	0.0411	0.6987
L2	1	39	0.001	0.025	0.75
L3	2	3	0.0013	0.0151	0.2572
L4	2	25	0.007	0.0086	0.146
L5	2	30	0	0.0181	0
L6	3	4	0.0013	0.0213	0.2214
L7	3	18	0.0011	0.0133	0.2138
L8	4	5	0.0008	0.0128	0.1342
L9	4	14	0.0008	0.0129	0.1382
L10	5	6	0.0002	0.0026	0.0434
L11	5	8	0.0008	0.0112	0.1476
L12	6	7	0.0006	0.0092	0.113
L13	6	11	0.0007	0.0082	0.1389

L14	6	31	0	0.025	0
L15	7	8	0.0004	0.0046	0.078
L16	8	9	0.0023	0.0363	0.3804
L17	9	39	0.001	0.025	1.2
L18	10	11	0.0004	0.0043	0.0729
L19	10	13	0.0004	0.0043	0.0729
L20	10	32	0	0.02	0
L21	12	11	0.0016	0.0435	0
L22	12	13	0.0016	0.0435	0
L23	13	14	0.0009	0.0101	0.1723
L24	14	15	0.0018	0.0217	0.366
L25	15	16	0.0009	0.0094	0.171
L26	16	17	0.0007	0.0089	0.1342
L27	16	19	0.0016	0.0195	0.304
L28	16	21	0.0008	0.0135	0.2548
L29	16	24	0.0003	0.0059	0.068
L30	17	18	0.0007	0.0082	0.1319
L31	17	27	0.0013	0.0173	0.3216
L32	19	20	0.0007	0.0138	0
L33	19	33	0.0007	0.0142	0
L34	20	34	0.0009	0.018	0
L35	21	22	0.0008	0.014	0.2565
L36	22	23	0.0006	0.0096	0.1846
L37	22	35	0	0.0143	0
L38	23	36	0.0005	0.0272	0
L39	23	24	0.0022	0.035	0.361
L40	25	26	0.0032	0.0323	0.513
L41	25	37	0.0006	0.0232	0
L42	26	27	0.0014	0.0147	0.2396
L43	26	28	0.0043	0.0474	0.7802
L44	26	29	0.0057	0.0625	1.029
L45	28	29	0.0014	0.0151	0.249
L46	29	38	0.0008	0.0156	0

Tabla 10. Datos de las cargas del Sistema de 39 Nodos de la IEEE.

Carga	Nc	Pd [MW]	Qd [Mvar]
n1	1	0	0
n2	2	0	0
n3	3	322	2.4
n4	4	500	184
n5	5	0	0
n6	6	0	0

n7	7	233.8	84
n8	8	522	176
n9	9	0	0
n10	10	0	0
n11	11	0	0
n12	12	7.5	88
n13	13	0	0
n14	14	0	0
n15	15	320	153
n16	16	329	32.3
n17	17	0	0
n18	18	158	30
n19	19	0	0
n20	20	628	103
n21	21	274	115
n22	22	0	0
n23	23	247.5	84.6
n24	24	308.6	-92.2
n25	25	224	47.2
n26	26	139	17
n27	27	281	75.5
n28	28	206	27.6
n29	29	283.5	26.9
n30	30	0	0
n31	31	9.2	4.6
n32	32	0	0
n33	33	0	0
n34	34	0	0
n35	35	0	0
n36	36	0	0
n37	37	0	0
n38	38	0	0
n39	39	1104	250

6.2.1 Caso 2 - Evaluación del Modelo matemático que minimiza las pérdidas de potencia activa en el Sistema Eléctrico de 39 nodos.

En base al modelo de optimización planteado y simulado, se busca minimizar las pérdidas de potencia mediante el algoritmo del gradiente. Por consiguiente, en este caso de estudio se

definió a la constante c con un valor de 0.01, dicho valor provoca una convergencia y una solución óptima a la quinta iteración. Como se puede observar en la Figura 10, se muestra el número de iteraciones y la minimización de pérdidas de potencia activa de nuestra función objetivo, cuando la dirección factible es menor que la tolerancia.

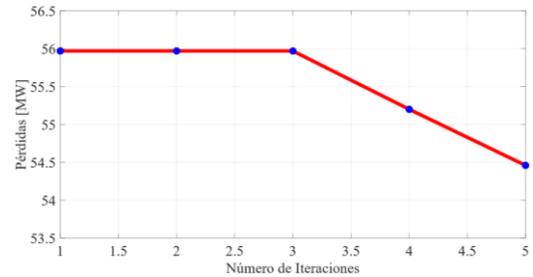


Figura 10. Variación de la función objetivo para el Sistema Eléctrico de 39 nodos.

Con el propósito de convalidar resultados se compara la optimización entre MATLAB y GAMS, y se tiene un margen de error mínimo.

Tabla 11. Minimización de Pérdidas de Potencia Activa para el Sistema Eléctrico de 39 nodos

MATLAB		GAMS
FP	FOP mediante el método de la gradiente	FOP
MW	MW	MW
55.997	54.46	45.0849

La reducción de pérdidas en el sistema conlleva a mejorar el perfil de voltaje en los nodos del sistema como se muestra en la Figura 11 donde se puede observar la variación de voltaje en el sistema eléctrico de estudio, este incremento de voltaje garantiza que el sistema eléctrico esté operando de manera estable. Los resultados obtenidos en MATLAB después de haber realizado la optimización por el método de la gradiente se convalidan con los

resultados obtenidos en GAMS como se muestra en la Tabla 12.

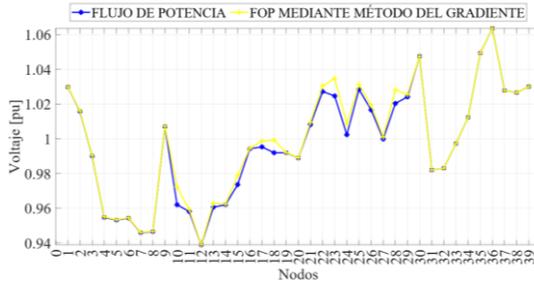


Figura 11. Variación de Voltaje del Sistema Eléctrico de 39 nodos.

Tabla 12. Perfiles de Voltaje del Sistema Eléctrico de 39 nodos.

	MATLAB		GAMS
	FP V(pu)	FOP mediante el método de la gradiente V(pu)	FOP V(pu)
n1	1.0298	1.0299	1.0503
n2	1.0157	1.0160	1.0397
n3	0.9900	0.9903	1.0202
n4	0.9547	0.9550	0.9832
n5	0.9531	0.9533	0.9776
n6	0.9543	0.9545	0.9772
n7	0.9459	0.9461	0.9714
n8	0.9465	0.9467	0.9727
n9	1.0070	1.0072	1.0302
n10	0.9620	0.9722	0.9820
n11	0.9581	0.9593	0.9795
n12	0.9389	0.9391	0.9613
n13	0.9606	0.9629	0.9832
n14	0.9620	0.9623	0.9893
n15	0.9736	0.9789	1.0012
n16	0.9942	0.9945	1.0188
n17	0.9953	0.9987	1.0286
n18	0.9919	0.9992	1.0250
n19	0.9919	0.9920	1.0012
n20	0.9889	0.9890	0.9943
n21	1.0081	1.0094	1.0205
n22	1.0272	1.0304	1.0368
n23	1.0246	1.0347	1.0363
n24	1.0023	1.0086	1.0261
n25	1.0284	1.0312	1.0464

n26	1.0166	1.0193	1.0649
n27	0.9998	1.0010	1.0447
n28	1.0203	1.0282	1.0608
n29	1.0241	1.0254	1.0507
n30	1.0475	1.0475	1.0475
n31	0.9820	0.9820	0.9820
n32	0.9831	0.9831	0.9831
n33	0.9972	0.9972	0.9972
n34	1.0123	1.0123	1.0123
n35	1.0493	1.0493	1.0493
n36	1.0635	1.0635	1.0635
n37	1.0278	1.0278	1.0278
n38	1.0265	1.0265	1.0265
n39	1.0300	1.0300	1.0300

El incremento de voltaje en los nodos del sistema es un aspecto que se ve reflejado en las potencias de generación. En la Figura 12 y Figura 13, se puede observar la aportación de potencia activa y reactiva, esta aportación de potencia de los generadores es de manera fiable con lo que se puede decir que el sistema se encuentra operando de manera óptima.

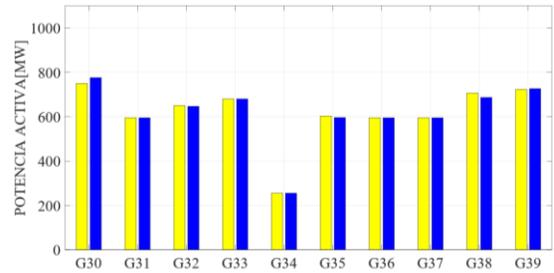


Figura 12. Potencia Activa de Generación del Sistema Eléctrico de 39 nodos.

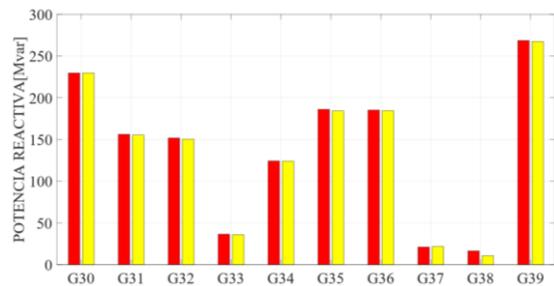


Figura 13. Potencia Reactiva de Generación del Sistema Eléctrico de 39 nodos.

Al igual que en sistema anterior se está optimizando las pérdidas de potencia activa y realizando un despacho económico, lo que conlleva a que los valores de los costos de generación sean muy similares.

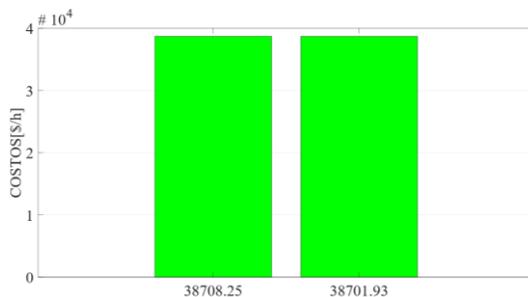


Figura 14. Costos de Generación del Sistema Eléctrico de 39 nodos.

7 Conclusiones

En base al análisis realizado en el presente trabajo y mediante los resultados obtenidos, se muestran a continuación las siguientes conclusiones:

- El modelo presentado sobre flujo de potencia óptimo mediante el método de la gradiente requiere una modelación precisa y ordenada, ya que se necesita un planteamiento de flujo de potencia en donde se debe de identificar de un conjunto de variables de control y las variables de estado, para la resolución de este algoritmo.
- Para el proceso de modelación, se tiene que la programación resulta directa y sencilla, ya que, al introducir las fórmulas matemáticas a un lenguaje computacional, el programador no tiene mayor dificultad.
- El algoritmo del flujo de potencia óptimo mediante el método de la gradiente fue empleado con el fin

de minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema. De lo cual se puede concluir que, al usar un paso constante para este algoritmo se requiere más iteraciones para poder obtener una solución óptima. Por lo cual esta condición conlleva al algoritmo a converger de manera rápida, o a ejecutar más iteraciones de las que se necesitan.

- La minimización de pérdidas de potencia activa se logra modificando el vector u , el cual representa a las variables de control. En este caso, se observa que al variar dichas variables y al aplicar el método de la gradiente de forma iterativa se puede llegar a una solución óptima.
- De los resultados obtenidos se concluye que, al trabajar con un valor pequeño entre 0.01 a 0.02 de la constante c , el algoritmo converge al óptimo en pocas iteraciones y tendremos un punto de operación óptimo para la minimización de pérdidas de potencia en el sistema eléctrico. Esta reducción de pérdidas ocasiona que se mejoren los perfiles de tensión y el sistema se mantenga en una operación estable y confiable.

7.1 Trabajos futuros

El desarrollo de este trabajo, puede ser la base para futuras investigaciones correspondientes a las siguientes temáticas:

- Flujo óptimo de potencia A.C en sistemas eléctricos mediante el método del punto interior.
- Flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos mediante métodos algoritmos genéticos.
- Flujo óptimo de potencia mediante el método de flujo de carga de barrido iterativo.

8 Referencias

- [1] A. C. Mary, B. Cain, and R. O'Neill, "History of optimal power flow and formulations," *Fed. Energy Regul. Comm.*, vol. 1, pp. 1–36, Jan. 2012.
- [2] H. Wang, S. Mu, Y. Wang, and Z. Zhang, "An Approximate Power Flow Method to Deal with the Non-convergence Problem of Power Flow Calculation," *2018 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2018 - Proc.*, pp. 292–299, 2019, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601714.
- [3] A. Garces, "A Linear Three-Phase Load Flow for Power Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 827–828, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2394296.
- [4] M. Huneault and F. D. Galiana, "A Survey Of The Optimal Power Flow Literature A Survey Of The Optimal Power Flow Literature," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp. 762–770, 1991, doi: 10.1109/59.76723.
- [5] R. Sirjani, A. Mohamed, and H. Shareef, "Optimal Placement and Sizing of Shunt FACTS Devices in Power Systems Using Heuristic Optimization Techniques : a Comprehensive Survey," *Przegład Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 10, pp. 335–341, 2012.
- [6] Y. Tang, K. Dvijotham, and S. Low, "Real-Time Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2963–2973, 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2704922.
- [7] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, "Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm," *Heliyon*, vol. 7, no. 9, p. e08061, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e08061.
- [8] A. Aguila Téllez, "OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN," *Tesis Dr.*, vol. 2021-06–15, p. 105 páginas, 2021, doi: <http://hdl.handle.net/20.500.11912/8699>.
- [9] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, "Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in microgrids," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [10] S. M. Medina and A. Aguila, "Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period," *2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 108–115, 2019, doi: 10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.
- [11] A. A. Téllez, A. Robayo, I. Isaac,

- G. López, and J. González, "Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm," *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living energy Transit.*, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984965.
- [12] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review," *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [13] T. Alsenani, *Optimal Power Flow Problem in Distribution Networks A Comprehensive Background, Methodologies and Analysis*. 2018.
- [14] S. Tecrathana, A. Yokoyama, Y. Nakachi, and M. Yasumatsu, "An optimal power flow control method of power system by interline power flow controller (IPFC)," in *2005 International Power Engineering Conference*, 2005, pp. 1075-1080 Vol. 2, doi: 10.1109/IPEC.2005.207067.
- [15] J. Zhang and A. Yokoyama, "Optimal Power Flow Control for Congestion Management by Interline Power Flow Controller (IPFC)," in *2006 International Conference on Power System Technology*, 2006, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPST.2006.321421.
- [16] K. H. Mohamed, K. S. R. Rao, and K. N. B. M. Hasan, "Optimal power flow and interline power flow controllers using particle swarm optimization technique," in *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/TENCON.2009.5395876.
- [17] T. Ding, R. Bo, Z. Bie, and X. Wang, "Optimal Selection of Phase Shifting Transformer Adjustment in Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2464–2465, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2600098.
- [18] M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandhari, and G. Andersson, "Use of UPFC for optimal power flow control," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 4, pp. 1629–1634, 1997, doi: 10.1109/61.634183.
- [19] A. Khamees, N. Badra, and A. Abdelaziz, "Optimal Power Flow Methods: A Comprehensive Survey," *Ieejournal.Com*, vol. 7, no. 4, pp. 2228–2239, 2016.
- [20] S. Shaoqun, G. Ruipeng, C. Feng, and H. Wenying, "A Real-Time Power Flow Optimal Control Method for Hybrid AC/DC Power Systems with VSC-HVDC," in *2016 International Conference on Smart Grid and Electrical Automation (ICSGEA)*, 2016, pp. 26–30, doi: 10.1109/ICSGEA.2016.10.
- [21] J. Carpentier and G. Grundmeier, "Chemical structure and morphology of thin bilayer and composite organosilicon and fluorocarbon microwave plasma polymer films," *Surf. Coatings Technol.*, vol. 192, pp. 189–198, Mar. 2005, doi: 10.1016/j.surfcoat.2004.05.019.
- [22] Y. Tan and R. Ma, "Stochastic optimal power flow with wind generator based on stochastic response surface method (SRS) and interior point methods," in *2015 5th International*

- Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2015, pp. 2079–2083, doi: 10.1109/DRPT.2015.7432583.
- [23] Z. Ren, W. Yan, C. Ding, J. Yu, and X. Zhao, “Probabilistic optimal power flow analysis of virtual power plant containing photovoltaic generation,” in *2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2014, pp. 1–5, doi: 10.1109/APPEEC.2014.7066012.
- [24] A. T. Al-Awami and M. A. El-Sharkawi, “Feedback-control-based optimal power flow for real-time operation,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840167.
- [25] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, and O. Alsac, “Studies on Power System Load Flow Equivalencing,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-99, no. 6, pp. 2301–2310, 1980, doi: 10.1109/TPAS.1980.319798.
- [26] F. A. Heredia-Ramírez, E. Rivas-Trujillo, and J. A. Hernández-Mora, “Optimal power flow in electrical microgrids,” in *2014 IEEE Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV)*, 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/CONCAPAN.2014.7000464.
- [27] “IEEE Recommended Practice for Conducting Load-Flow Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems,” *IEEE Std 3002.2-2018*, pp. 1–73, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8529292.
- [28] F. Yanfen and C. Ningyu, “A Novel Method for Optimal Power Flow Calculation,” in *2013 International Conference on Computational and Information Sciences*, 2013, pp. 1851–1854, doi: 10.1109/ICCIS.2013.484.
- [29] F. Dazhong, D. Liangying, and T. S. Chung, “Power flow analysis of power system with UPFC using commercial power flow software,” in *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)*, 2000, vol. 4, pp. 2922–2925 vol.4, doi: 10.1109/PESW.2000.847349.
- [30] E. Dall’Anese, S. Dhople, and G. Giannakis, “Photovoltaic inverter controllers seeking AC optimal power flow solutions,” in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017, p. 1, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274362.
- [31] W. Jing, T. Yong, X. Chang, C. Xinglei, W. Yi, and A. Ning, “Research on Power Flow Algorithm of Power System with UPFC,” in *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2018, pp. 2453–2457, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601661.
- [32] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC),” in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.

- [33] R. Pérez, A. Aguila, and C. Vásquez, "Classification of the Status of the Voltage Supply in Induction Motors Using Support Vector Machines," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/TDC.2016.7520012.
- [34] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [35] K. S. Pandya and S. K. Joshi, "A survey of Optimal Power Flow methods," *J. Appl. Inf. Technol.*, vol. 4, no. 5, pp. 450–458, 2005.
- [36] S. R. E. G. Victor Hugo Orejuela Luna, "Optimización de alimentadores primarios usando gams," *Redes Distrib. energía*, vol. 1, pp. 1–19, 2019.
- [37] A. Aguila, "Medidas para minimizar las pérdidas de energía en circuitos de distribución.," Universidad de Ciego de Ávila, Cuba, 2010.
- [38] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, "Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [39] A. Aguila and J. Wilson, "Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.
- [40] H. H. Happ, "Economic Issues [Transmission Access Issues]," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 11, p. 47, Mar. 1996, doi: 10.1109/TPWRS.1996.485984.
- [41] Sarfaraz, A. Bansal, and S. Singh, "Optimal allocation and sizing of distributed generation for power loss reduction," *IET Conf. Publ.*, vol. 2016, no. CP700, pp. 15–20, 2016, doi: 10.1049/cp.2016.1116.
- [42] S. Vemuri and B. Chowdhury, "Performance improvement of power system stabilizers using prony analysis," *Int. J. Power Energy Syst.*, vol. 28, Jan. 2008, doi: 10.2316/Journal.203.2008.2.203-3902.
- [43] M. F. Hossain, S. Chowdhury, and M. O. Khan, *Optimization of Colorimetric β -Hematin Formation Assay Method for Antimalarial Drug Leads Screening*. 2017.
- [44] A. B. Benito, "Operación económica y planificación de sistemas electricos de potencia," 2010.
- [45] A. M. Eltamaly, A. N. A. Elghaffar, and A. Ahmed, "Optimum Power Flow Analysis By Newton Raphson," *Ann. Fac. Eng. Hunedoara – Int. J. Eng. Tome XVI [2018]*, no. December, 2018.
- [46] A. Goudarzi and A. Swanson, "DC Optimal Power Flow through the Linear Programming – in Context of Smart Grid," *24th South. African Univ. Power Eng. Conf.*, no. January, pp. 1–7, 2016, doi: 10.13140/RG.2.1.3906.4087.
- [47] E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, and G.

- López, “An LP-based optimal power flow for transmission losses and generator reactive margins minimization,” *2001 IEEE Porto Power Tech Proc.*, vol. 3, no. July 2014, pp. 121–125, 2001, doi: 10.1109/PTC.2001.964894.
- [48] S. K. Joshi and G. H. Chitaliya, “A comparative analysis of Optimal Power Flow techniques based on Equivalent Current Injection with conventional optimal power flow methods,” *2011 21st Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2011*, no. January 2011, 2011.
- [49] F. Capitanescu, M. Glavic, and L. Wehenkel, “An interior-point method based optimal power flow,” *Proc. ACOMEN Conf.*, no. June 2005, pp. 1–18, 2005.
- [50] G. L. Torres and V. H. Quintana, “Optimal power flow via interior point methods: an educational tool in Matlab,” *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, vol. 2, no. October, pp. 996–999, 1996, doi: 10.1109/ccece.1996.548322.
- [51] T. Maita and M. Guerra, “Interior Point Methods in Optimal Power Flow solvers comparison using Matlab,” *Spanish Port. Conf. Electr. Eng.*, no. 2, 2011.
- [52] ARCONEL, “Regulacion No. ARCONEL-005-2018.pdf,” *Arconel*. p. 38, 2019.
- [53] CONELEC, “Despacho Y Operacion, Regulacion 006/00,” p. 129, 2007.

8.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 13. Matriz de estado del arte

ITEM	DATOS				TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAÍS	CITAS	FLUJOS DE POTENCIA	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	RESTRICCIONES	COSTOS	PÉRDIDAS DE POTENCIA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS	TRASMISIÓN	ESTABILIDAD	VARIACIÓN DE VOLTAJE	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	LIMITES DE POTENCIA DE GENERACIÓN ACTIVA Y REACTIVA	BLANCE DE POTENCIA	LIMITES DE LA MAGNITUD DE VOLTAJES EN LAS NODOS	LIMITES DE LOS ÁNGULO DE FASE EN LOS NODOS	TÉCNICAS COMPUTACIONALES	TÉCNICAS CONVENCIONALES	VARIACIÓN DE VOLTAJE Y MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES ELECTRICAS POR EL METODO DE LA GRADIENTE	MODELO DE FOP MEDIANTE EL MÉTODO DE LA GRADIENTE	IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DEL MÉTODO DE LA GRADIENTE	DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS QUE VALIDAN LA MODELACIÓN DEL <small>circuito</small>	EVALUACIÓN DE LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	ALGORITMO DE MÉTODO DE LA GRADIENTE	
1	2012	History of optimal power flow and formulations	USA	47	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
2	2019	An Approximate Power Flow Method to Deal with the Non-convergence Problem of Power Flow Calculation	China	1	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	✗	□	✗	✗	✗	✗
3	2016	A Linear Three-Phase Load Flow for Power Distribution Systems	Colombia	131	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	✗	□	✗	✗	□
4	1991	A Survey Of The Optimal Power Flow LiteratureA Survey Of The Optimal Power Flow Literature	Canada	371	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	✗	✗	✗
5	2012	Optimal Placement and Sizing of Shunt FACTS Devices in Power Systems Using Heuristic Optimization Techniques : a Comprehensive Survey	India	7	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗
6	2017	Real-Time Optimal Power Flow	China	52	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□

7	2018	Problem in Distribution Networks A Comprehensive Background, Methodologies and Analysis	India	53	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	2005	An optimal power flow control method of power system by interline power flow controller (IPFC)	Thailand	15	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>												
9	2006	Optimal Power Flow Control for Congestion Management by Interline Power Flow Controller (IPFC)	China	23	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>																		
10	2009	Optimal power flow and interline power flow controllers using particle swarm optimization technique	Singapore	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>															
11	2017	Optimal Selection of Phase Shifting Transformer Adjustment in Optimal Power Flow	China	12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					
12	1997	Use of UPFC for optimal power flow control	Suecia	239	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
13	2016	Optimal Power Flow Methods: A Comprehensive Survey	India	204	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>											
14	2016	A Real-Time Power Flow Optimal Control Method for Hybrid AC/DC Power Systems with VSC-HVDC	China	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2005	Chemical structure and morphology of thin bilayer and composite organosilicon and fluorocarbon microwave plasma polymer films	Alemania	106	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2015	Stochastic optimal power flow with wind generator based on stochastic response surface method (SRSM) and interior point methods	China	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
17	2014	Probabilistic optimal power flow analysis of virtual power plant containing photovoltaic generation	China	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
18	2009	Feedback-control-based optimal power flow for real-time operation	USA	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2014	Studies on Power System Load Flow Equivalencing	Brazil	130	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

32	2010	Operación económica y planificación de sistemas electricos de potencia	Bolivia	36	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
33	2018	Optimum Power Flow Analysis By Newton Raphson	India	8	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						
34	2016	DC Optimal Power Flow through the Linear Programming – in Context of Smart Grid	Sudáfrica	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
35	2001	An LP-based optimal power flow for transmission losses and generator reactive margins minimization	Portugal	28	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
36	2011	A comparative analysis of Optimal Power Flow techniques based on Equivalent Current Injection with conventional optimal power flow methods	Australia	20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
37	2005	An interior-point method based optimal power flow	Bélgica	14	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						
38	2005	Optimal power flow via interior point methods: an educational tool in Matlab	Canadá	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
39	2011	Interior Point Methods in Optimal Power Flow solvers comparison using Matlab	Venezuela	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>															
40	2019	Regulacion No. ARCONEL-005-2018	Ecuador	2019	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
41	2007	Despacho Y Operacion, Regulacion 006/00	Ecuador	2007	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CANTIDAD:					30	2	2	2	3	3	2	3	2	3	32	36	26	26	30	13	7	7	23	12	19	35	18		

8.2 Resumen de Indicadores

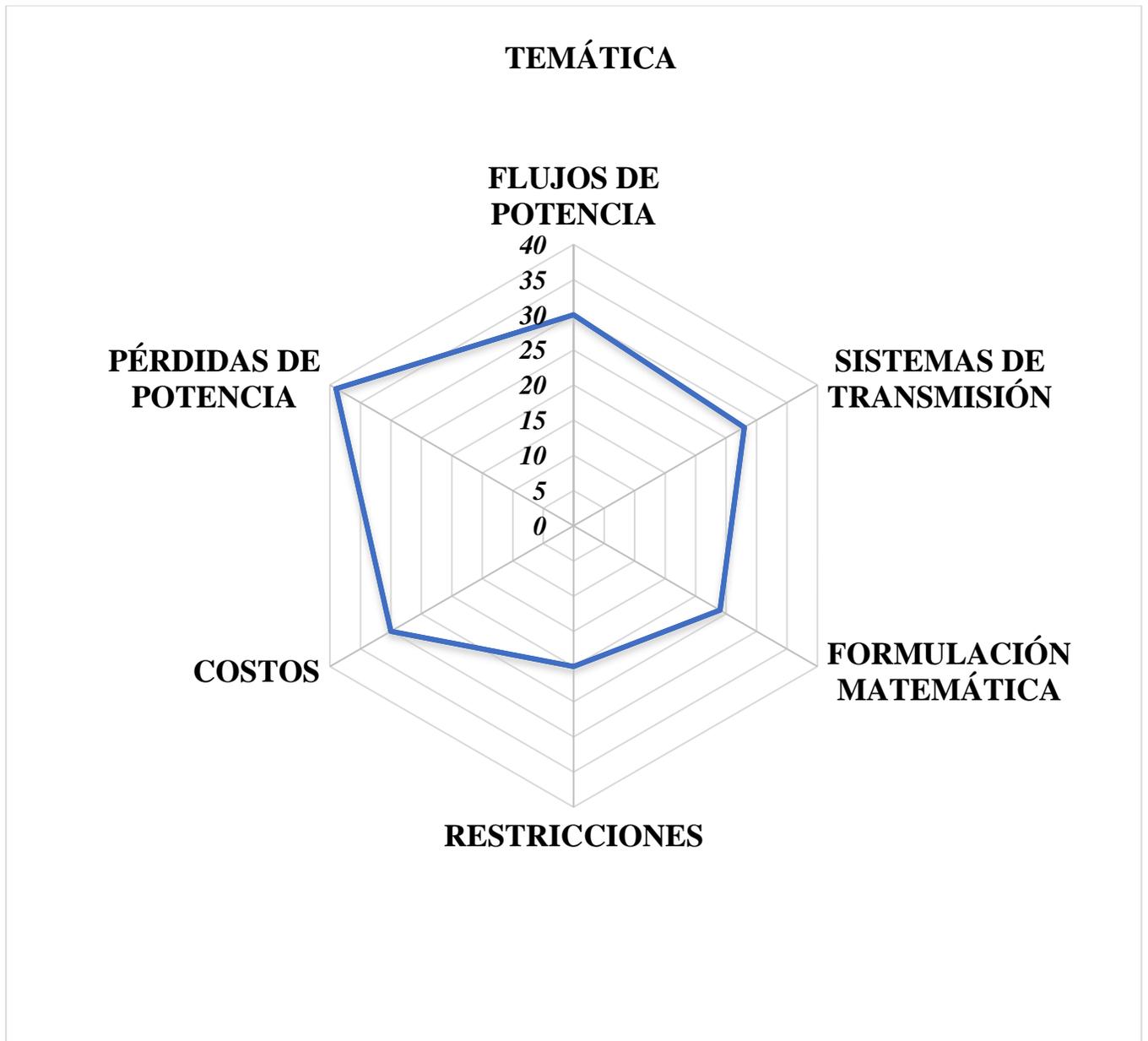


Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

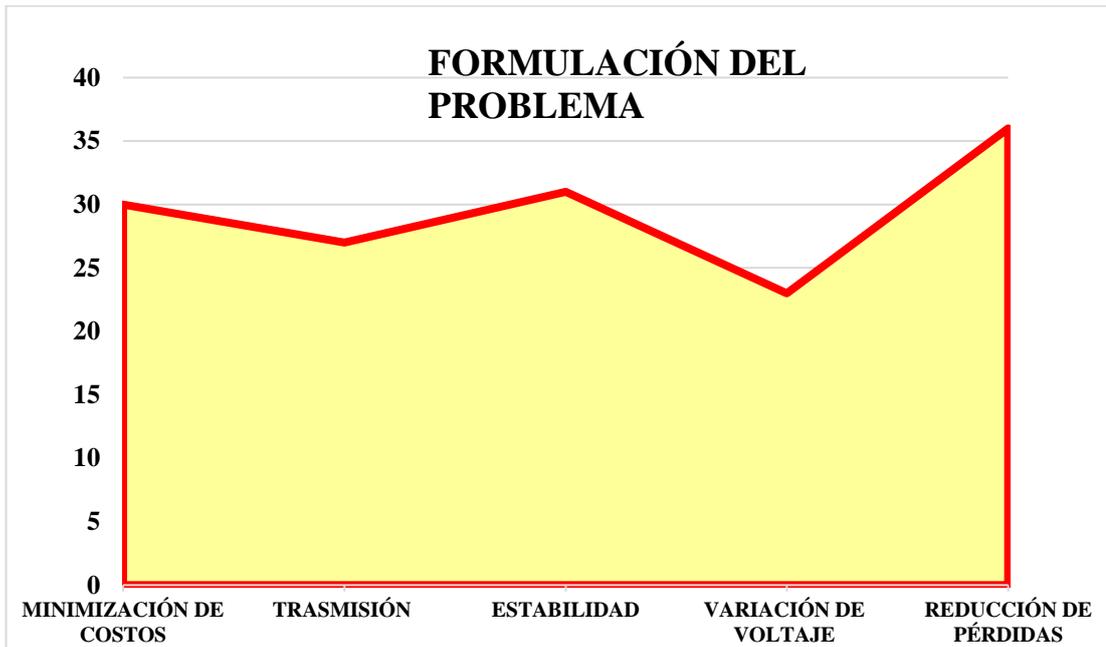


Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

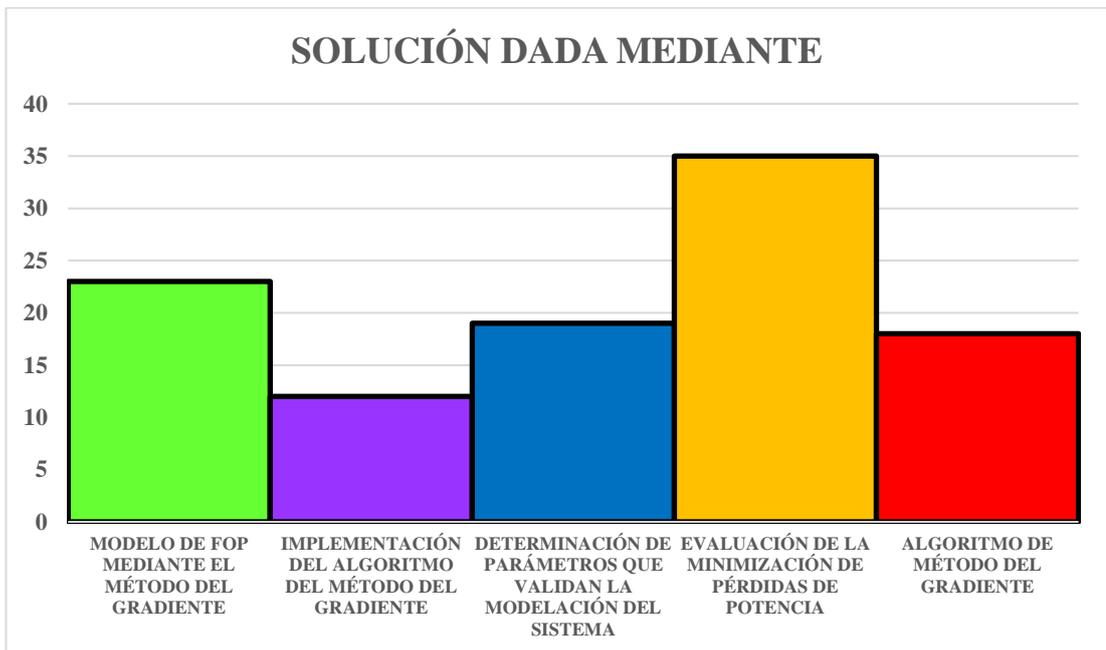


Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte