

MÉTODO PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD MEDIANTE TÉCNICAS DE DESCOMPOSICIÓN RÁPIDA Y ADECUACIÓN DE RESTRICCIONES

SECTOR TECNOLÓGICO DE LA INVENCION

La presente invención se refiere al sector de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, específicamente a métodos para la solución de problemas de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad.

ESTADO DE LA TÉCNICA

Una amplia variedad de los problemas que ocurren en un sistema de potencia puede conllevar a serios problemas de operación en un periodo de tiempo lo suficientemente corto para que los operadores del sistema no tengan la posibilidad de tomar acción rápidamente. Un ejemplo de esta condición son las fallas en cascada en donde la falla en un elemento genera una serie de eventos que ocasiona la salida de operación de otros componentes del sistema. Con base en esta característica de los sistemas de potencia, los elementos procesadores que integran los sistemas y ayudan en la toma de decisiones realizan un análisis de contingencias, definiendo contingencia como la salida de operación de un elemento del sistema, con el objetivo de modelar y simular los posibles problemas antes de que estos ocurran.

Adicionalmente, los recursos que integran los sistemas de potencia buscan operar de manera óptima para minimizar los costos en los que se incurre por acciones tales como la generación de energía eléctrica por elementos generadores y las pérdidas de energía eléctrica en los elementos del sistema. Esta optimización busca realizar cambios en el despacho de generación, así como otros ajustes, para que, al ejecutar un análisis de contingencias, ninguna contingencia incurra en violaciones operacionales de uno o varios elementos del sistema, entendiendo violaciones operacionales como la operación de elementos por encima de su capacidad o en estados de operación por fuera de rangos definidos por regulación.

Para esto, los sistemas de potencia incluyen dentro de sus análisis estudios de flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad (Security Constrained Optimal Power Flow - SCOPF por las siglas de su nombre técnico en inglés), en donde se busca garantizar una utilización óptima y segura de los recursos, de tal manera que se evalúen posibles contingencias en los elementos del sistema buscando que la salida de operación de uno de estos no lleve a violaciones operacionales en otros elementos del sistema. En otras palabras, el flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad busca encontrar un estado de operación del sistema con las correcciones necesarias en parámetros operativos para que en los estados de operación en contingencia no conlleven a violaciones de seguridad y los recursos se gestionan de tal manera que minimicen los costos operacionales. Esto plantea un problema de optimización en donde la función a minimizar consiste en los costos de generación y las restricciones del problema comprende los límites operacionales de los elementos del sistema y de cumplimiento de los balances nodales de flujo de potencia, garantizando que la naturaleza del problema y su planteamiento contempla las restricciones que representan los límites de seguridad ante posibles contingencias.

En adelante, cuando se mencione la utilización de algoritmos de flujo de carga simples o incluso algoritmos de flujo de carga en general, la presente invención se refiere a cualquier algoritmo matemático que permite solucionar problemas de flujo de carga tales como los métodos numéricos conocidos en el estado de la técnica y que corresponden con algoritmos de Gauss-Seidel, algoritmos de Newton-Raphson en sus diferentes variantes, entre otros; algoritmos que no tienen que ser explicados en detalle aquí dada su constante utilización, ya por varias décadas, para la solución del problema de flujo de carga simple; en general, dichos problemas de flujo de carga simple se caracterizan por relacionarse con problemas de circuitos eléctricos en estado estable modelados en régimen permanente con fasores y por relacionarse con las incógnitas de magnitud y ángulo de la tensión para nodos de demanda (nodos PQ), incógnitas de potencia reactiva y ángulo de tensión para nodos de generación (PV) e incógnitas de potencia activa y reactiva para un nodo Slack por su nombre técnico en inglés (el nodo en el que matemáticamente se modelan por una parte generación convencional y por la otra suministro de la potencia que se consumirá en el sistema como pérdidas de potencia), además, dichos métodos numéricos en el contexto de los sistemas de potencia se caracterizan por relacionarse con la actualización de valores según las ecuaciones no lineales de flujo de carga o según ecuaciones similares dentro del sector tecnológico de los sistemas de potencia y las redes eléctricas:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \cos(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i)$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \sin(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i)$$

En donde i representa cualquier nodo del sistema para $i \in [1, N]$, siendo N el número de nodos del sistema de potencia; y en donde Y_{ik} se relaciona con los valores de la matriz de admitancia de acuerdo con el sector tecnológico al que pertenece la presente invención. Es pertinente aclarar que la solución de ecuaciones similares a las recién expuestas, para flujo de carga, que también derivan de la teoría de campos electromagnéticos y de la teoría general de circuitos, en donde se relacionan parámetros matemáticos tales como la tensión, la corriente, impedancias, relaciones no lineales entre tensión y corriente, y en general cualquier parámetro matemático relevante en el campo de los sistemas de potencia que comprende pero no se limita a generadores, transformadores, líneas y elementos de transmisión y distribución, compensadores, elementos de impedancia en general, motores eléctricos, cargas en general, entre otros, se encuentra dentro del espíritu de la presente invención.

Además, el presente método se relaciona con el sector tecnológico de los flujos de carga óptimos (Optimal Power Flow - OPF por las siglas de su nombre técnico en inglés) y de los flujos de carga óptimos con restricciones de seguridad, en donde los flujos de carga óptimos se relacionan con la minimización de una función de costo y las ecuaciones que, en forma general, se muestran a continuación:

Minimizar $f(x_0, u_0)$

x_c, u_0

Sujeto a $g(x_c, u_0) = 0$
 $h(x_c, u_0) \leq B(m)$

donde x_0 y u_0 representan variables de decisión en el caso base, x_c representa variables de decisión en escenarios con contingencias, $g(x_c, u_0)$ representa el conjunto de restricciones de igualdad, $h(x_c, u_0)$ representa el conjunto de restricciones de desigualdad, y $B(m)$ representa los límites de las restricciones de desigualdad en la iteración m del algoritmo propuesto. La minimización de funciones de costo con parámetros y restricciones similares dentro del sector tecnológico de los sistemas de potencia también se encuentra dentro del espíritu de la presente invención.

Y en donde los flujos de carga óptimos con restricciones de seguridad se relacionan, de manera general, con la minimización de una función de costo y con las ecuaciones que se muestran a continuación:

$$\min(C_{tot}) = \min\left[\left(\sum_{g \in G} c_g(p_g)\right) + \delta c^\sigma + \frac{1-\delta}{|K|} \left(\sum_{k \in K} c_k^\sigma\right)\right]$$

donde G es el conjunto de generadores, c_g es el costo de generación del generador g , c^σ es la penalidad (costo) total por la violación de restricciones en el caso base, c_k^σ es la penalidad (costo) total en la contingencia k , K es el conjunto de todas las contingencias, y δ es una ponderación asignada al costo de penalización en el caso base. La función de costo de penalización está definida para cada escenario como:

$$C_{sc}^\sigma = \sum_{i \in I} \alpha_p (\sigma_i^{sc,P+} + \sigma_i^{sc,P-}) + \sum_{i \in I} \alpha_q (\sigma_i^{sc,Q+} + \sigma_i^{sc,Q-}) + \sum_{f \in F} \alpha_{ef} (\sigma_f^{sc,S}) + \sum_{e \in E} \alpha_{ef} (\sigma_e^{sc,S}) + \alpha_\sigma \sigma_{A,sc}$$

donde α_p, α_q , y α_{ef} son factores que definen costos asociados al valor de las variables de holgura para las violaciones de restricciones de potencia activa $\sigma_i^{sc,P+}$ y $\sigma_i^{sc,P-}$, y de potencia reactiva $\sigma_i^{sc,Q+}$ y $\sigma_i^{sc,Q-}$ en los nodos i , de potencia aparente $\sigma_e^{sc,S}$ y $\sigma_f^{sc,S}$ en las líneas y transformadores activos, y en la restricción de reserva rodante $\sigma_{A,sc}$, términos que serán explicados más adelante en el documento.

En el presente documento se hace referencia, por medio de la palabra contingencia, a la salida de operación de un elemento que hace parte activa del sistema de potencia, en donde dicho elemento se selecciona de una línea de transmisión, un nodo, un transformador, un generador, un elemento de compensación reactiva, una carga, entre otros; por tanto, contingencia de generador hará referencia a la salida de operación de un elemento que inyecta potencia activa e intercambia potencia reactiva en el sistema de potencia bajo estudio; asimismo, una contingencia de rama hará referencia a la salida de operación de una línea o transformador dentro del sistema de potencia. Para la realización preferida de la invención, el problema de optimización se relaciona con una pluralidad de contingencias, en donde cada elemento de dicha pluralidad de contingencias se relaciona a su vez con una sola contingencia a la vez, escenarios conocidos como escenarios tipo “N-1” dentro del sector tecnológico de los sistemas de potencia; además, y en donde no se generan “islas”, en donde el concepto de “islas” hace referencia a la creación de subsistemas de potencia independientes (aislados) a partir de un sistema de potencia original al haber aplicado una contingencia en el modelo.

El problema de minimización de la función objetivo está, para la realización preferida de la invención, sujeto a las siguientes restricciones:

- Balance de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q):

$$\sum_{g \in G_i^{sc}} p_g - p_{L_i}^{sc} - g_{fs_i}^{sc} v_i^2 - \sum_{e \in E_i^{sc,0}} P_e^0 - \sum_{e \in E_i^{sc,d}} P_e^d - \sum_{f \in F_i^{sc,0}} P_f^0 - \sum_{f \in F_i^{sc,d}} P_f^d = \sigma_i^{sc,P+} - \sigma_i^{sc,P-} \quad \forall sc \in SC$$

$$\sum_{g \in G_i^{sc}} q_g - q_{L_i}^{sc} - (-b_{fs_i}^{sc} - b_{cs_i}^{sc}) v_i^2 - \sum_{e \in E_i^{sc,0}} q_e^0 - \sum_{e \in E_i^{sc,d}} q_e^d - \sum_{f \in F_i^{sc,0}} q_f^0 - \sum_{f \in F_i^{sc,d}} q_f^d = \sigma_i^{sc,Q+} - \sigma_i^{sc,Q-} \quad \forall sc \in SC$$

donde para un escenario de operación SC y para cada uno de los nodos del sistema de potencia i : p_g y q_g son las potencias activa y reactiva del generador g , $p_{L_i}^{sc}$ y $q_{L_i}^{sc}$ son las potencias activa y reactiva de carga, $g_{fs_i}^{sc}$ y $b_{fs_i}^{sc}$ son la conductancia y susceptancia de los capacitores en paralelo, $E^{sc,0}$ y $E^{sc,d}$ son el conjunto de líneas activas $F^{sc,0}$ y $F^{sc,d}$ son el conjunto de transformadores activos, $\sigma_i^{sc,P+}$ y $\sigma_i^{sc,P-}$ ($\sigma_i^{sc,Q+}$ y $\sigma_i^{sc,Q-}$) son variables de holgura para las partes positiva y negativa de las violaciones en el balance de potencia activa y reactiva.

- Restricciones de sobrecarga para líneas y transformadores:

$$\begin{aligned} \sqrt{(p_e^0)^2 + (q_e^0)^2} &\leq \bar{R}_e v_{i_e}^0 + \sigma_e^{sc,s} \quad \forall e \in E^{sc} \wedge \forall sc \in SC \\ \sqrt{(p_e^d)^2 + (q_e^d)^2} &\leq \bar{R}_e v_{i_e}^d + \sigma_e^{sc,s} \quad \forall e \in E^{sc} \wedge \forall sc \in SC \\ \sqrt{(p_f^0)^2 + (q_f^0)^2} &\leq \bar{s}_f + \sigma_f^{sc,s} \quad \forall f \in F^{sc} \wedge \forall sc \in SC \\ \sqrt{(p_f^d)^2 + (q_f^d)^2} &\leq \bar{s}_f + \sigma_f^{sc,s} \quad \forall f \in F^{sc} \wedge \forall sc \in SC \end{aligned}$$

donde para cada extremo de origen (0) y destino (d) de cada línea e en el conjunto de líneas activas E^{sc} , y para cada transformador f en el conjunto de transformadores activos F^{sc} , para un escenario sc se tiene: p_e^0 , q_e^0 , p_e^d , q_e^d , p_f^0 , q_f^0 , p_f^d , q_f^d representan la potencia activa y reactiva, $v_{i_e}^0$ y $v_{i_e}^d$ son las magnitudes de tensión, $\bar{R}_e$ y $\bar{s}_f$ representan respectivamente la corriente nominal permitida en la línea e (expresada en MVA a tensión nominal) y la potencia aparente nominal del transformador f , $\sigma_e^{sc,s}$ y $\sigma_f^{sc,s}$ son variables de holgura usadas para el cálculo de la penalización.

- Restricción de reserva rodante:

$$\sum_{g \in A} (\bar{P}_g - P_g) + \sigma_A \geq \max_{g \in (X \cap A)} \bar{P}_g$$

donde X es el conjunto de todos los generadores que aparecen en al menos una contingencia, σ_A es una variable de holgura para cada área afectada A , $\bar{P}_g$, y P_g representan

respectivamente el límite de potencia activa generada y la potencia activa despachada en un escenario dado.

- Reglas de redespacho de potencia activa y reactiva:

El redespacho de potencias deberá cumplir con las siguientes restricciones para la potencia activa y reactiva respectivamente:

$$P_g^{sc} = \begin{cases} P_g^0 + \frac{P_g}{\overline{P}_g} \Delta P^{sc} & \text{si } P_g^0 + a_g^{sc} \Delta P^{sc} \leq \underline{P}_g \\ P_g^0 + a_g^{sc} \Delta P^{sc} & \text{si } \underline{P}_g < P_g^0 + a_g^{sc} \Delta P^{sc} < \overline{P}_g \\ \overline{P}_g & \text{si } P_g^0 + a_g^{sc} \Delta P^{sc} \geq \overline{P}_g \end{cases}$$

$$Q_g^{sc} = \begin{cases} \underline{Q}_g & \text{si } V_g^0 < V_g^{sc} < \overline{V}_g \\ Q_g^{sc} & \text{si } V_g^{sc} = V_g^0 \\ \overline{Q}_g & \text{si } V_g < V_g^{sc} < V_g^0 \end{cases}$$

donde para cada generador en el área operativa bajo contingencia: $\overline{P}_g$, $\underline{P}_g$, $\overline{Q}_g$, $\underline{Q}_g$ son los límites de generación superior e inferior de potencia activa y reactiva, P_g^{sc} y Q_g^{sc} son las potencias activa y reactiva generadas, a_g^{sc} es el factor de participación, P_g^0 y V_g^0 son la potencia activa y tensión en el caso base, ΔP^{sc} es la diferencia entre la potencia activa generada en caso base y en contingencia.

- Límites de las variables de decisión

Las variables de decisión de este problema de optimización son tensiones y potencias cuyos límites se describen a continuación:

$$\begin{aligned} \underline{v}_i(m) &\leq v_i \leq \overline{v}_i(m) & \forall i \in I \\ \underline{p}_g(m) &\leq p_g \leq \overline{p}_g(m) & \forall g \in G \\ \underline{q}_g(m) &\leq q_g \leq \overline{q}_g(m) & \forall g \in G \\ \underline{b}_i^{cs} v_i^2 &\leq q_i^{cs} \leq \overline{b}_i^{cs} v_i^2 & \forall i \in I \end{aligned}$$

donde para los nodos i y generadores g , en cada iteración m se tiene: $\underline{v}_i$, v_i y $\overline{v}_i$ representan las tensiones mínima, actual y máxima en los nodos i , p_g y q_g las potencias activas y reactivas generadas, y b_i^{cs} la potencia reactiva inyectada por los elementos de compensación paralela en cada escenario sc .

Las ecuaciones correspondientes al planteamiento del problema de optimización OPF y a la definición de las restricciones del problema se obtienen del libro "Power Generation, Operation, And Control" de Wood, A., Wollenberg, B. and Sheblé, G, asimismo cómo de la formulación del primer desafío de la competencia optimización de redes de potencia (Grid Optimization - GO por las siglas de su nombre en inglés) establecida por la agencia de

proyectos de investigación avanzados-energía (Advanced Research Projects Agency-Energy - ARPA-E por las siglas de su nombre en inglés).

La minimización de funciones de costo con parámetros y restricciones similares dentro del sector tecnológico de los sistemas de potencia también se encuentra dentro del espíritu de la presente invención.

De acuerdo a lo anterior, se han desarrollado investigaciones y tecnologías similares pero claramente distinguibles a la invención aquí presentada:

En la patente US6775597B1 se divulga un método que resuelve problemas prácticos de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad que involucran grandes cantidades de contingencias y controles en modos de operación preventivos/correctivos. A diferencia de la invención aquí solicitada, el método divulgado considera el uso de variables discretas y la linealización con el fin de usar programación cuadrática para resolver el problema de optimización. Adicionalmente, el método divulgado no menciona su aplicación en redes de gran tamaño ni el tiempo de ejecución requerido normalmente por el algoritmo, elementos fundamentales para conocer la factibilidad del método en respuestas on-line del sistema, como si se describe en la presente invención.

El artículo "Computationally Efficient Solutions for Large-Scale Security-Constrained Optimal Power Flow" divulga un algoritmo para resolver problemas de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad usando descomposición de Benders para paralelizar el problema. No obstante, el algoritmo divulgado usa simplificaciones a subproblemas de optimización a través de flujos DC y realiza un filtrado de contingencias fijo, mientras que en la invención aquí solicitada el problema no se aborda como subproblemas de optimización, sino que realiza los ajustes correctivos al ejecutar iterativamente flujos de potencia, adicionalmente el filtrado de contingencias que no solo se basa en el porcentaje de carga de las líneas y generadores, sino también en la conectividad y el factor de potencia a la que operan los generadores en el caso base.

La patente US8775136B2 divulga una solución al problema del flujo de potencia óptimo (OPF) para los sistemas de generación y distribución eléctrica, sin embargo usa linealizaciones para redefinir el problema como un método cuadrático, método cuyo tiempo de cálculo se extiende debido al uso de variables discretas. Por el contrario, en la invención aquí solicitada no se realiza la redefinición del subproblema de optimización durante cada contingencia, motivo por el cual este método propuesto se adapta fácilmente a los tiempos de cálculo requeridos para seguridad on-line de 10 y 45 minutos.

La patente US8606420B2 divulga un método para resolver un problema de flujo de potencia óptimo eléctrico AC en tiempo real para generar una solución óptima. No obstante, el método divulgado usa una expansión Lagrangiana para descomponer el problema en subproblemas que posteriormente hacen optimizaciones propias, mientras que en la invención aquí solicitada evita la redefinición de subproblemas de optimización, permitiendo mejorar el rendimiento en términos de tiempos de ejecución para una respuesta on-line del sistema.

La patente US9720390B2 divulga un método para resolver un problema de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad en el cual se realiza redespachos durante contingencia,

minimizándolos mediante un subproblema de optimización. En la invención aquí solicitada no se incluyen redespachos que envuelvan la respuesta del operador, se implementan otras reglas de redespacho, igualmente evita subproblemas de optimización.

Cómo se logró evidenciar en el estado de la técnica, existen diferentes métodos para resolver problemas de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad, no obstante, estos no permiten resolver el problema de optimización para sistemas de gran tamaño. Adicionalmente, el método propuesto en este documento permite resolver el problema en un tiempo adecuado para obtener respuestas on-line del sistema, reducir la carga computacional del algoritmo al no abordar el problema como subproblemas de optimización que impacta el tiempo de ejecución ni contemplar variables tales como la conectividad de las ramas y el factor de potencia de los generadores para realizar la selección de contingencias con un mayor criterio de decisión.

DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Figura 1. Algoritmo principal método para la solución de problemas de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad mediante técnicas de descomposición rápida y adecuación de restricciones.

Figura 2. Diagrama de flujo etapa Cálculo de OPF (106)

Figura 3. Diagrama de flujo etapa Ejecución heurística de contingencias (107)

Figura 4. Diagrama de flujo etapa Redespacho iterativo (108)

Figura 5. Máquina de estados etapa Actualización de restricciones (109)

Figura 6. Diagrama de flujo subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116)

Figura 7. Diagrama de flujo subetapa de actualización de límites de tensión (117)

Figura 8. Diagrama de flujo subetapa de evaluación de no convergencias (118)

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

La presente invención se refiere a un método de optimización con técnica de descomposición rápida y adecuación de restricciones, con aplicaciones en flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad, en donde dicho método (ver Figura 1) comprende varias fases que se describirán en detalle a lo largo de esta descripción. El método que se relaciona con la presente invención se relaciona además de manera particular con problemas de flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad, en ocasiones citado en el presente documento con las siglas SCOPF, además de que incorpora novedosas técnicas heurísticas para su descomposición y solución.

En general, para facilitar el entendimiento de la presente invención para una persona versada en la materia y en general para una persona versada en la utilización de algoritmos y métodos relacionados con optimización y heurística, se intenta mantener el uso para la presente descripción detallada de una estructura jerárquica por la cual existen fases, etapas, subetapas y tareas con un nombre definido, en este orden jerárquico; en donde las fases comprenden etapas, las etapas comprenden subetapas, y las subetapas comprenden tareas con un nombre definido.

En particular, la descomposición del problema de SCOPF se realiza mediante la separación del problema en dos partes: por una parte está el problema de OPF convencional en donde se tiene en cuenta la minimización de los costos de generación y de los costos de las variables de holgura sujeto a las restricciones tales como el balance de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), sobrecargas para líneas y transformadores, reserva rodante, redespacho de potencia activa y reactiva y los límites de las variables de decisión; por la otra parte corresponde a las funciones y restricciones asociadas a cada una de las contingencias y restricciones adicionales de acuerdo con lo que se han citado con anterioridad para el problema de SCOPF, la cual incluye el término σ_k en la fórmula principal de costos que también se ha citado previamente. Según la presente invención, se soluciona por una parte el problema OPF de acuerdo con esta descomposición en la etapa correspondiente al cálculo de flujo de potencia óptimo base comprendida por la fase iterativa de optimización de costos, y por otra parte lo relacionado con las restricciones y fórmulas que completan el problema de SCOPF que se solucionan mediante heurística y acercamientos lógicos y empíricos desde el punto de vista de la ingeniería, como se entiende según la presente descripción detallada. De acuerdo con la presente invención, la descomposición recién descrita se encuentra distribuida e implícita en las diferentes etapas comprendidas por la presente invención y por tanto se menciona en adelante con un nombre o etapa específica.

Además, en algunas de las etapas y subetapas del presente método de optimización se menciona el posible aprovechamiento de técnicas de computación paralela, concurrencia, o en general la utilización de varios agentes para la aceleración o cálculo simultáneo para obtención de resultados de acuerdo con la presente invención; dichas características enriquecen la presente invención con tiempos competitivos frente a posibles métodos anteriormente divulgados, especialmente cuando se toma en cuenta el conjunto de paralelización de algoritmos y obtención de resultados con las técnicas de descomposición del problema de SCOPF y de ejecución heurística de contingencias comprendidas por la presente invención. Los agentes a los que se refiere la presente invención son seleccionados de computación basada en humanos donde uno o varios seres humanos se emplean para resolver el problema, procesadores de arquitectura de grupo de instrucciones, máquinas automatizadas y elementos procesadores en general, entre otros.

El método según la presente invención comprende una fase de preprocesamiento de información (101), una fase iterativa de optimización de costos (102) y una fase de posprocesamiento de información (103), como se puede observar en la Figura 1. Además, el método relacionado con la presente invención se caracteriza por su novedosa descomposición del problema de flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad y además por su novedosa combinación entre dicha descomposición y varias reglas de manipulación de restricciones que se utilizan para que la fase iterativa de optimización de

costos (102) sea más efectiva y cumpla con varias consecuencias deseables en cuanto a convergencia y tiempo de optimización.

La fase de preprocesamiento de información (101) comprende a su vez una etapa de carga de información (104) y una etapa de modelamiento del sistema (105). La etapa de carga de información (104) se caracteriza por cargar los datos del sistema, dentro de los cuales se carga la información de los nodos, ramas (líneas y transformadores), generadores, cargas y compensadores Shunt (dispositivos que permiten inyectar/consumir potencia reactiva del sistema en un instante de tiempo, y controlar la tensión). La información cargada corresponde a identificadores y tipos (nodos PV y PQ) de los nodos del sistema, magnitud de tensión de los nodos PV, potencia activa y potencia reactiva de las cargas, impedancia de las líneas y transformadores, potencia activa inyectada por los generadores y costos de generación del conjunto de generadores. Los identificadores de los nodos permiten identificar elementos tales como cargas, generadores y elementos de compensación Shunt conectados en cada nodo del sistema. Además, el conjunto de contingencias y parámetros tales como los factores de participación de los generadores participantes del redespacho, el número máximo de iteraciones definido como condición de parada de bucles iterativos del algoritmo y el tamaño de subconjuntos filtrados de los conjuntos cargados en esta etapa también hacen parte de la información cargada. La etapa de carga de información (104) en una modalidad posible de la invención puede ser ejecutada en paralelo por varios agentes o elementos procesadores dependiendo de la cantidad de núcleos con que cuenta la estación de trabajo de procesamiento, característica propia de la invención que afirma su aplicación en redes de gran tamaño exhibiendo el tiempo de ejecución requerido normalmente para respuestas on-line del sistema; asimismo, la etapa de modelamiento del sistema (105) se caracteriza principalmente por comprender un modelamiento de los compensadores Shunt cargados en la etapa de carga de información (104) a manera de generadores reactivos según los métodos de solución convencionales de problemas de flujo de carga que se han mencionado; en donde dichos compensadores Shunt participan en el sistema como generadores con valores nulos de potencia activa. En la realización preferida de la invención la fase de preprocesamiento de información (101) está presente y se caracteriza por ser la primera fase del método.

La fase iterativa de optimización de costos (102) comprende una etapa de cálculo de OPF (flujo de carga óptimo base) (106); una etapa de ejecución heurística de contingencias (107); una etapa de redespacho iterativo (108); y una etapa de actualización de restricciones (109). Como se puede apreciar en la Figura 1, la característica iterativa por la cual se caracteriza la fase iterativa de optimización de costos (102) se relaciona con el bucle que representa dicha fase iterativa y que comienza con la etapa de cálculo de OPF (106), seguida por la etapa de ejecución heurística de contingencias (107), que a su vez es seguida por la etapa de redespacho (108) y subsecuentemente por la etapa de actualización de restricciones (109), en donde dicho bucle puede terminar luego de la solución de la etapa de redespacho (108) para continuar con la fase de posprocesamiento (103) de acuerdo con reglas que se describen en párrafos subsecuentes dentro del presente documento.

La etapa de cálculo de OPF (106) de la fase iterativa de optimización de costos (102) se caracteriza por comprender una subetapa de creación de modelo de optimización no lineal (111), donde la creación del modelo comprende la definición de la función objetivo que se desea minimizar y las restricciones correspondientes a límites operacionales de los elementos del sistema y ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva para solucionar el problema

de OPF, una subetapa de inicialización de variables (112), una subetapa de solución del modelo de optimización (113) y una subetapa concurrente de revisión de resultados (114); cómo se puede observar en la Figura 2. La etapa de cálculo de OPF (106), al igual que cada una de sus subetapas, puede ser ejecutada en paralelo por varios agentes o elementos procesadores (115). Además, como es propio en el sector tecnológico de los flujos de carga óptimos, de los flujos de carga óptimos con restricciones de seguridad, y en general de los problemas de optimización no-convexos, la etapa de cálculo de OPF (106) se relaciona con un método de optimización seleccionado de algoritmos genéticos, algoritmos de aprendizaje de máquina, métodos heurísticos, métodos meta-heurísticos, estrategias tales como el algoritmo de optimización por gusano de tierra, algoritmos de enjambre de partículas, algoritmos de luciérnaga, algoritmos relacionados con lógica difusa, entre otros. La realización preferida de la etapa de cálculo de flujo de carga óptimo base OPF (106) se relaciona con el método de optimización de punto interior, el cual representa el problema y cuya solución se realiza por medio de métodos numéricos tales como Newton-Raphson, punto fijo, Broyden (cuasi-Newton), entre otros.

Así mismo, dada la complejidad y cantidad de información que es común en problemas de flujo de carga óptimo, la presente invención utiliza técnicas de descomposición seleccionadas de métodos tales como el método aumentado de Lagrange (Augmented Lagrangian method - ALM por las siglas de su nombre técnico en inglés), el método de multiplicadores con dirección alternante (Alternating Direction Method of Multipliers - ADMM por las siglas de su nombre técnico en inglés), descomposición de Benders (Benders decomposition - BD por las siglas de su nombre técnico en Inglés), entre otros. La realización preferida de las etapas que resuelven flujos de carga óptimos según la presente invención, por ejemplo, la etapa de OPF (106), utilizan una técnica de descomposición que se explica con un mayor nivel de detalle en los siguientes párrafos.

La subetapa de inicialización de variables (112) de la etapa de cálculo de OPF (106) se caracteriza por la asignación de valores iniciales a una pluralidad de semillas aleatorias que se utilizan para nutrir la subetapa de solución del modelo de optimización (113) que, como se ha dicho, se caracteriza por relacionarse con un solucionador de punto interior en la realización preferida de la presente invención. Así mismo, la subetapa de inicialización de variables (112) se caracteriza por comprender la asignación de valores numéricos a diferentes parámetros para la subetapa de solución del modelo de optimización (113), en donde dichos parámetros se seleccionan de parámetros tales como cantidad de nodos de la red bajo estudio; tolerancias usadas por el solucionador del problema de optimización; estado inicial de la etapa de actualización de restricciones; tipo de inicialización del problema de optimización -semillas- (iniciar en cero o iniciar en un valor cercano a una solución factible de un problema de optimización de flujos OPF); tiempos máximos permitidos para la solución del problema de flujo OPF; entre otros.

La subetapa de solución del modelo de optimización (113) de la etapa de cálculo de OPF (106) se caracteriza por utilizar métodos que se relacionan con el sector tecnológico de la optimización no lineal y, para la realización preferida de esta invención, por utilizar el método de punto interior, en donde dicho método transforma el modelo en cuanto a su representación matemática, resolviendo el problema mediante algoritmos de análisis numérico, y en donde en cada una de una pluralidad de iteraciones sucesivas se resuelve un sistema lineal mediante técnicas que se seleccionan de eliminación gaussiana aplicada a matrices

dispersas; descomposición de Cholesky; factorización LU y multi frente; entre otros; y en donde en la realización preferida de la invención se utilizan varios agentes para el cálculo de una pluralidad de flujos de carga óptimos, en donde cada uno de dichos cálculos de flujo de carga óptimo se caracteriza por utilizar una técnica de solución de problema de optimización en sistemas linealizados diferente, o lo que es lo mismo: varias técnicas de optimización diferentes en una pluralidad de agentes; así mismo, en posibles modalidades de la invención, se utiliza la misma técnica de optimización para solución de flujos de carga óptimos pero varios utilizan dicha técnica de optimización en paralelo utilizando diferentes semillas que alimentan algoritmos pseudoaleatorios para una variación en las condiciones iniciales que desencadene en una pluralidad de soluciones óptimas locales para el problema de flujo de carga óptimo. En una modalidad posible de la invención para la subetapa de solución del modelo de optimización (113) se utilizan diferentes agentes operando en paralelo y utilizando diferentes técnicas de optimización y diferentes semillas para la alimentación de dichas técnicas de optimización, garantizando así la solución con diferentes óptimos locales que luego podrán ser evaluados con el fin de descartar soluciones comparativamente sub-óptimas, y en donde dicho descarte de soluciones comparativamente sub-óptimas se relaciona con la subetapa de revisión concurrente de resultados (114). La ejecución de diferentes agentes operando en paralelo en la subetapa de solución del modelo de optimización (113) de la etapa de cálculo de OPF (106) destaca la aplicación de la presente invención en sistemas de gran tamaño exhibiendo el tiempo de ejecución requerido normalmente para respuestas on-line del sistema.

La subetapa de revisión concurrente de resultados (114) de la etapa de cálculo de OPF (106) se caracteriza por comprender una revisión por la cual se decide si las soluciones que se generan en tiempo real por medio de la etapa de cálculo de OPF (106) son sub-óptimas o no, en donde se decide esperar un tiempo mayor hasta encontrar una solución óptima (de un costo más bajo) en caso de que sí sea sub-óptima o por el contrario continuar con la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) en caso que la solución esté lo suficientemente cercana a la solución óptima. Más específicamente, la subetapa concurrente de revisión de resultados (114) se logra mediante la verificación del estado del solucionador del problema de optimización en cada uno de los agentes que participan en el cálculo, con cada una de las diferentes semillas; en caso de que una de las combinaciones semilla-parámetros del solucionador logre encontrar una solución factible al problema de optimización, esta solución es almacenada temporalmente y a su vez comparada con las soluciones obtenidas por los demás agentes. En caso de que, luego de un tiempo, ajustable a criterio de quien utilice la presente invención, no se obtenga una solución mejor a la que ya se encontró con una combinación particular de semilla-parámetros del solucionador, esta respuesta se toma como aceptable según la presente invención y el algoritmo continúa su ejecución hacia las etapas de ejecución heurística de contingencias (107) según la presente invención.

La revisión de resultados mencionada anteriormente de la subetapa de revisión concurrente de resultados (114) puede ser realizada de manera manual por parte de un agente o automática por medio de la utilización de un elemento procesador. En donde el adjetivo concurrente se caracteriza por relacionarse con la simultaneidad con la que dicha revisión de resultados se puede realizar con respecto a la subetapa de solución del modelo de optimización (113), por parte de una pluralidad de agentes o elementos procesadores dependiendo de la cantidad de núcleos con que cuenta la estación de trabajo de procesamiento.

La etapa de ejecución heurística de contingencias (107) de la fase iterativa de optimización de costos (102) se caracteriza por comprender la carga del grupo de contingencias y la priorización de las contingencias de rama y generación con base en criterios técnicos (ver Figura 3). Los criterios técnicos comprenden criterios de potencia y otros criterios que se caracterizan por evaluar el estado en la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106) de la potencia aparente, potencia reactiva, diferencia de potencia reactiva, factor de potencia, diferencia de factor de potencia, tensión nominal y conectividad de las ramas definidas en las contingencias y de la potencia aparente y factor de potencia de los generadores definidos en las contingencias para definir el subconjunto priorizado de las contingencias originales que se envían a la etapa de redespacho (108). La etapa de ejecución heurística de contingencias (107) ordena las contingencias de rama y las contingencias de generación de la más crítica a la menos crítica, entendiendo que el nivel de criticidad de cada contingencia se obtiene con base en la evaluación del criterio de potencia y otros criterios definidos previamente. Finalmente, la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) selecciona el subconjunto de contingencias más críticas, donde el tamaño del subconjunto requerido es definido como parámetro de entrada del algoritmo. En una modalidad posible de la invención para la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) de la fase iterativa de optimización de costos (102) puede ser ejecutada en paralelo por varios agentes o elementos procesadores, característica propia de la invención que afirma su aplicación en redes de gran tamaño exhibiendo el tiempo de ejecución requerido normalmente para respuestas on-line del sistema.

La etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102) comprende la solución de una pluralidad de flujos de carga que consideran factores de participación en potencia activa, y en donde dicha pluralidad de flujos de carga se relaciona con un conjunto de escenarios del sistema de potencia base, en donde cada uno de dichos escenarios una modalidad del sistema de potencia base en donde se ha cambiado el estado de uno o varios elementos del sistema base para cumplir con una de las contingencias comprendidas por la lista de contingencias seleccionadas que se tienen como producto de la etapa de ejecución heurística de contingencias (107). En la realización preferida de la invención la solución de una pluralidad de flujos de carga se caracteriza porque se soluciona un problema de flujo de carga simple una vez por cada una de las contingencias de la lista de contingencias seleccionadas que derivan de la ejecución heurística de contingencias (107); asimismo, en la realización preferida de la invención, cada uno de una pluralidad de agentes o elementos procesadores soluciona uno de los problemas de flujo de carga anteriormente mencionado, en donde cada uno de dichos agentes puede continuar con un nuevo problema de flujo de carga de acuerdo con la pluralidad de problemas de flujo de carga a medida que cada uno de dichos agentes se encuentra nuevamente disponible al terminar una solución de flujo de carga. La ejecución de diferentes agentes operando en paralelo e independiente en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102) destaca la aplicación de la presente invención en sistemas de gran tamaño exhibiendo el tiempo de ejecución requerido normalmente para respuestas on-line del sistema.

La etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102) se caracteriza por cargar el conjunto de contingencias priorizado en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) y aplicar cada contingencia priorizada en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) en la solución encontrada en la etapa de cálculo

de OPF (106), excluyendo la rama o generador según la contingencia de la solución encontrada antes de formar la matriz de admitancia y las ecuaciones de balance de potencia activa y potencia reactiva.

Asimismo, para cada escenario que corresponde a cada una de las contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107), la etapa de redespacho iterativo (108) se caracteriza por: identificar los generadores que serán participantes del redespacho, donde los generadores que pertenecen al conjunto de generadores fijos y al conjunto de redespacho se modelan como elementos de potencia activa fija; y encontrar la solución de un flujo de carga inicial, donde se determina la potencia que se debe repartir entre los generadores participantes del redespacho como la diferencia entre la potencia del nodo Slack (generador de mayor capacidad de potencia activa entre los generadores participantes del redespacho en el escenario de operación definido por la contingencia) y la suma de la potencia generada por los generadores participantes del redespacho en la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106).

En la Figura 4 se observa que la etapa de redespacho iterativo (108) da inicio a un bucle cuya condición de parada corresponde a realizar un número máximo de iteraciones definidas o que la potencia que se debe repartir entre los generadores participantes del redespacho sea menor a una tolerancia definida; dentro de este bucle, la etapa de redespacho iterativo (108) da inicio a un nuevo bucle cuya condición de parada corresponde a la evaluación de la existencia de violaciones en el límite de la capacidad de los generadores participantes del redespacho y la evaluación de la disponibilidad de generadores participantes del redespacho que no han llegado al límite de su capacidad; mientras existan violaciones en el límite de la capacidad de los generadores participantes del redespacho y existan generadores participantes del redespacho que no han llegado al límite de su capacidad, el bucle se caracteriza por incrementar la potencia que se debe repartir entre los generadores participantes del redespacho, limitar la potencia activa de los generadores participantes del redespacho que llegan al límite de su capacidad máxima o mínima y asignar la potencia a repartir entre los generadores participantes del redespacho que no han llegado al límite mínimo o máximo de su capacidad con base en los factores de participación asignados a cada generador participante; si no existen violaciones en el límite de la capacidad de los generadores participantes del redespacho, la etapa de redespacho iterativo (108) encuentra la solución de flujo de carga para las potencias asignadas al conjunto de generadores participantes del redespacho, evalúa la potencia que se debe repartir entre los generadores participantes del redespacho para una nueva iteración con base en los resultados del flujo de carga y evalúa el número máximo de iteraciones definidas; si se alcanza el número máximo de iteraciones definidas o la potencia que se debe repartir entre los generadores participantes del redespacho es menor a una tolerancia definida.

Para cada escenario que corresponde a cada una de las contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107), la etapa de redespacho iterativo (108) se caracteriza por verificar que los generadores que pertenecen al conjunto de generadores fijos y al conjunto de redespacho cumplen con la curva de saturación QV que intenta mantener la tensión del caso base a menos que la potencia reactiva inyectada por el conjunto de generadores llegue a su límite máximo o mínimo; los generadores dentro del conjunto de generadores fijos y el conjunto de redespacho que no cumplen con la curva de saturación QV (violaciones QV) se modelan como nodos PV para realizar un nuevo estudio de flujo de carga

hasta que los generadores que no cumplen con la curva de saturación QV alcancen los límites de potencia reactiva definidos en la curva de saturación; la potencia activa del conjunto de generadores participantes del redespacho se actualiza con los resultados del estudio de flujo de carga, los factores de participación asignados a cada generador participante y los límites máximos y mínimos de potencia activa del conjunto de generadores participantes del redespacho.

Además, la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102) se caracteriza por calcular las variables de holgura para las partes positiva y negativa de las violaciones en el balance de potencia activa y reactiva y las variables de holgura de la penalización de sobrecarga para líneas y transformadores para cada escenario definido por la contingencia aplicada. De igual manera, la etapa de redespacho iterativo (108) se caracteriza por identificar los escenarios para el conjunto de contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) en donde no se logra una convergencia en el estudio de flujo de carga o se evidencia violaciones en los límites de tensión.

El resultado de la etapa de redespacho iterativo (108) para cada uno de los escenarios definidos para cada una de las contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) corresponde a los valores de la tensión de los nodos del escenario, potencia activa y potencia reactiva del conjunto de generadores fijos y al conjunto de redespacho de cada escenario, potencia activa y potencia reactiva que fluye en cada rama del escenario, las variables de holgura de las violaciones en el balance de potencia activa y reactiva y de la penalización de sobrecarga para líneas y transformadores para cada escenario, las violaciones en los límites de tensión de cada escenario y el identificador del escenario en donde no se logra una convergencia en el estudio de flujo de carga. En caso de no existir violaciones en restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión, violaciones en límites de tensión en los nodos del sistema bajo estudio y no convergencias del estudio de flujo de carga, la finalización de la etapa de redespacho iterativo (108) da por terminada la fase de optimización de costos (102), dando inicio a la fase de posprocesamiento de información (103); de lo contrario, la fase de optimización de costos (102) continúa con la etapa actualización de restricciones (109).

La etapa de actualización de restricciones (109) de la fase de optimización de costos (102) se caracteriza no solo por comprender sino por relacionar la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116), la subetapa de actualización de límites de tensión (117) y la subetapa de evaluación de no convergencias (118) bajo las dependencias que se detallan en la máquina de estados de la Figura 5; dicha relación comprende inicialmente la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116) y ejecuta dicha subetapa hasta actualizar las restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión para el conjunto de las ramas que resultan en violaciones de sobrecarga en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102). Una vez se completa la actualización de las restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión en la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116), la etapa de actualización de restricciones (109) evalúa la existencia de violación en límites de tensión para cualquiera de los nodos del sistema de potencia bajo estudio según la etapa de redespacho iterativo (108) y evalúa la existencia de no convergencias según la etapa de redespacho iterativo (108); si existe por lo menos una violación en límites de tensión, la etapa de actualización de restricciones (109) ejecuta la subetapa de actualización de límites de

tensión (117) hasta actualizar los límites de tensión de nodos del conjunto de nodos que resultan en violaciones de tensión en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102); si no existen violaciones en límites de tensión y existe por lo menos una no convergencia, la etapa de actualización de restricciones (109) ejecuta la subetapa de evaluación de no convergencias (118) hasta actualizar la capacidad de ramas y/o generadores en estado de contingencia del conjunto de ramas y/o generadores que corresponden a contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) que resultan en no convergencias en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102); si no existen violaciones en límites de tensión y no existen no convergencias, la finalización de la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116) da por terminada la etapa de actualización de restricciones (109). Con la finalización de la subetapa de actualización de límites de tensión (117), la etapa de actualización de restricciones (109) evalúa la existencia de nuevas restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión para el conjunto de las ramas que resultan en violaciones de sobrecarga en la subetapa de actualización de límites de tensión (117) y evalúa la existencia de no convergencias según la etapa de redespacho iterativo (108); si existe por lo menos una nueva restricción de cargabilidad de ramas de transmisión, la etapa de actualización de restricciones (109) ejecuta la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116) hasta actualizar las restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión para el conjunto de las ramas que resultan en violaciones de sobrecarga en la subetapa de actualización de límites de tensión (117); si no existen nuevas restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión y existe por lo menos una no convergencia, la etapa de actualización de restricciones (109) ejecuta la subetapa de evaluación de no convergencias (118) hasta actualizar la capacidad de ramas y/o generadores en estado de contingencia del conjunto de ramas y/o generadores que corresponden a contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) que resultan en no convergencias en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102); si no existen nuevas restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión y no existen no convergencias, la finalización de la subetapa de actualización de límites de tensión (117) da por terminada la etapa de actualización de restricciones (109). Con la finalización de la subetapa de evaluación de no convergencias (118), la etapa de actualización de restricciones (109) evalúa la existencia de nuevas violaciones en límites de tensión para cualquiera de los nodos del sistema de potencia bajo estudio según la subetapa de evaluación de no convergencias (118); si existe por lo menos una nueva violación en límites de tensión, la etapa de actualización de restricciones (109) ejecuta la subetapa de actualización de límites de tensión (117) hasta actualizar los límites de tensión de nodos del conjunto de nodos que resultan en violaciones de tensión en la subetapa de evaluación de no convergencias (118); si no existen nuevas violaciones en límites de tensión, la finalización de la subetapa de evaluación de no convergencias (118) da por terminada la etapa de actualización de restricciones (109).

La subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116) de la etapa de actualización de restricciones (109) se detalla en el diagrama de flujo en la Figura 6 para una posible realización de la invención, en donde cada rama de transmisión se relaciona con una línea de transmisión o distribución o con un transformador de potencia, o en general con cualquier impedancia que se conecta entre dos nodos eléctricos en el contexto de los sistemas de potencia. Dicha subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116) comprende una identificación de sobrecargas de ramas (119) que se relaciona con un procedimiento para una lista de ramas sobrecargadas que comprende cada una de las ramas

de transmisión que se encuentra en estado de sobrecarga en por lo menos uno de los flujos de potencia para escenarios con contingencia, se realiza la evaluación comparativa e identificación subsecuente del escenario contingente que genera la mayor sobrecarga para cada una de las ramas sobrecargadas de dicha lista de ramas sobrecargadas. Además, posteriormente a dicha identificación de sobrecargas de ramas (119), la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116) comprende una actualización de restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión (120), la cual se caracteriza porque cada contingencia máxima identificada en la identificación de sobrecargas de ramas (119) es evaluada con respecto a si es una contingencia de rama o no, de tal manera que existe una bifurcación condicional, por la cual, para el caso en el que la contingencia es de rama, se compara la rama sobrecargada con la rama que salió del sistema para el escenario pre-contingencia, para escoger aquella rama cuya cargabilidad se haya evidenciado como más alta en la simulación de flujo de carga, y además para dicha bifurcación condicional, en el caso en el que la contingencia no es una contingencia de rama, se escoge la rama sobrecargada; en donde dicha rama escogida es actualizada en el modelo con respecto a su capacidad, y en donde dicha actualización de la capacidad de la rama se relaciona con la resta entre el flujo de potencia para dicha rama cuando se calculó el escenario base en la etapa de cálculo de OPF (106) y el flujo de potencia de sobrecarga para dicha rama para la contingencia máxima identificada previamente de acuerdo con la identificación de sobrecargas de ramas (119) comprendida por la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116).

En una realización posible de la invención, la identificación de sobrecargas de ramas (119) y la actualización de restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión (120) se realizan en un mismo bucle de acuerdo con lo que se evidencia en la Figura 6. En la realización preferida de la invención, la identificación de sobrecargas de ramas (119) y la actualización de restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión (120), comprendidas por la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116), se realizan por medio de un bucle secuencial debido a que el volumen de información bajo procesamiento es bajo y resulta más ineficiente en paralelo para esta subetapa. Una vez se han realizado todas las actualizaciones de restricciones de cargabilidad para cada una de las ramas de transmisión de acuerdo con la subetapa de evaluación de sobrecargas en ramas de transmisión (116), se procede a la subetapa de actualización de límites de tensión (117).

La subetapa de actualización de límites de tensión (117) de la etapa de actualización de restricciones (109) se detalla en el diagrama de flujo en la Figura 7 para una realización posible de la invención. Esta subetapa comprende la evaluación de una bifurcación condicional para cada uno de los escenarios con contingencias en los que se evidencie una violación en límites de tensión para cualquiera de los nodos del sistema de potencia bajo estudio según la etapa de redespacho iterativo (108), en donde el método prosigue de manera diferente según dicha evaluación, y en donde dicha bifurcación o sentencia condicional evalúa, como se ha dicho, para cada escenario con contingencia, si la contingencia es una contingencia de rama o no. Por una parte, cuando la evaluación es afirmativa para un escenario con contingencia, se tienen en cuenta todos los pasos subsecuentes que se citan a continuación: cálculo de niveles de violación de tensión ΔV para dicho escenario, condicional evaluando si corresponde a una violación marginal, en cuyo caso afirmativo se actualiza en el modelo del escenario tanto la restricción en tensión máxima modelada, como la restricción en tensión mínima modelada, la tensión máxima del nodo se actualiza con el

valor mínimo entre la tensión máxima anteriormente modelada (modelada según estados anteriores dictaminados por la etapa de actualización de restricciones (109) o por la fase iterativa de optimización de costos (102) en general) y el valor resultante de restar el nivel de tensión ΔV a la tensión máxima anteriormente modelada, relacionándose con la siguiente sentencia matemática: $V_{max} = MIN(V_{max}, V_{max} - \Delta V)$, asimismo, la tensión mínima modelada se actualiza con el valor máximo entre la tensión mínima anteriormente modelada y el valor resultante al sumar la tensión el nivel de tensión ΔV y la tensión mínima anteriormente modelada, relacionándose con la siguiente sentencia matemática: $V_{min} = MAX(V_{min}, V_{min} + \Delta V)$, concluyendo así la actualización para dicho escenario con contingencia según la subetapa de actualización de límites de tensión; en caso negativo para la sentencia condicional recién mencionada, se continúa a un segundo condicional donde se evalúa el factor de potencia en ambos extremos de la rama bajo estudio por medio de la ecuación descrita a continuación: $fp = \cos(\text{atan}(Q/P))$, donde fp es el factor de potencia, Q y P son la potencia activa y reactiva en cada extremo de la rama bajo estudio, $\text{atan}()$ es la función tangente inversa de cuatro cuadrantes y $\cos()$ es la función coseno.

Si el factor de potencia calculado es mayor a 0,95, se actualiza en la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106) tanto la restricción de tensión máxima modelada para el nodo relacionado, como la restricción en tensión mínima modelada para el nodo relacionado, tanto la tensión máxima del nodo como la tensión mínima del nodo se actualizan con base en una sentencia matemática que es función de la tensión máxima, y tensión mínima, respectivamente, anteriormente modeladas (modeladas según estados anteriores dictaminados por la etapa de actualización de restricciones (109) o por la fase iterativa de optimización de costos (102) en general o por el modelo inicial del sistema en estudio). Donde la actualización de la tensión mínima se relaciona para la realización preferida de la invención con la sentencia matemática $V_{min} = MAX(V_{min}, 1 + 0,8(V_{base} - 1))$ y en donde la actualización de la tensión máxima se relaciona para la realización preferida de la invención con la sentencia matemática $V_{max} = MIN(V_{max}, 1 + 0,8(V_{base} - 1))$. Estas sentencias matemáticas en donde se actualizan la tensión mínima y la tensión máxima comprenden la desviación con respecto al valor de 1 p.u. en magnitud de tensión y un factor de amortiguación de los cambios en la tensión de 0,8 que evita que la tensión mínima y la tensión máxima para un nodo sean iguales; si la tensión máxima y la tensión mínima que se actualizan con las sentencias matemáticas definidas son iguales, se llega a problemas de convergencia en la siguiente iteración de la fase de optimización de costos (102). En caso contrario para dicho segundo condicional, siendo que el resultado de la evaluación corresponde con un valor de factor de potencia menor o igual a 0,95, se conservan las restricciones de límites de tensión mínima y máxima previamente modeladas y se adiciona una restricción de máximo flujo reactivo de acuerdo con la ecuación $Q_{max} = 0,9 * MIN(Q_{obase}, Q_{dbase})$, en donde Q_{obase} y Q_{dbase} representan las potencias reactivas vistas en los extremos de la rama en la solución del OPF. Las ecuaciones y sentencias condicionales que tienen en cuenta tanto el tipo de contingencia, como la violación marginal de una contingencia y la evaluación del factor de potencia con un valor como 0,95, en conjunto y dentro de un método, en donde todas estas características han sido mencionadas en este párrafo y en general en la presente descripción detallada, se relacionan de manera especial con heurística y afinamiento empírico novedoso y realizado con la intención de que un solo método, reproducible y eficiente, cumpla con características de convergencia y rapidez algorítmica tan necesarias en las aplicaciones de SCOPF y en general en el sector tecnológico del que hace parte la invención.

Por otra parte, cuando la contingencia no es una contingencia de rama, la subetapa de actualización de límites de tensión (117) de la etapa de actualización de restricciones (109) identifica los nodos dentro del conjunto de nodos de la contingencia correspondiente que presentan violaciones de tensión en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102) y evalúa un primer condicional validando para cada uno de los nodos identificados previamente si corresponde a un nodo donde se conecta uno o varios generadores; en caso ser negativo, se actualizan tanto la restricción de tensión máxima modelada para el nodo relacionado, como la restricción en tensión mínima modelada para el nodo relacionado, tanto la tensión máxima del nodo como la tensión mínima del nodo se actualizan con base en una sentencia matemática que es función de la tensión máxima, y tensión mínima, respectivamente, anteriormente modeladas (modeladas según estados anteriores dictaminados por la etapa de actualización de restricciones (109) o por la fase iterativa de optimización de costos (102) en general o por el modelo inicial del sistema en estudio). Donde la actualización de la tensión mínima se relaciona para la realización preferida de la invención con la sentencia matemática $V_{min} = MAX(V_{min}, 1 + 0,8(V_{base} - 1))$ y en donde la actualización de la tensión máxima se relaciona para la realización preferida de la invención con la sentencia matemática $V_{max} = MIN(V_{max}, 1 + 0,8(V_{base} - 1))$. Estas sentencias matemáticas en donde se actualizan la tensión mínima y la tensión máxima comprenden la desviación con respecto al valor de 1 p.u. en magnitud de tensión y un factor de amortiguación de los cambios en la tensión de 0,8 que evita que la tensión mínima y la tensión máxima para un nodo sean iguales; si la tensión máxima y la tensión mínima que se actualizan con las sentencias matemáticas definidas son iguales, se llega a problemas de convergencia en la siguiente iteración de la fase de optimización de costos (102); en caso afirmativo para la sentencia condicional recién mencionada, se continúa a un segundo condicional donde se evalúa si la tensión del nodo supera el límite máximo de tensión asignado al nodo en cuestión.

Si la tensión supera el límite máximo de tensión del nodo, se actualiza el límite máximo de la potencia reactiva del generador conectado en el nodo que presenta violación de tensión de acuerdo con la ecuación $Q_{max} = 0,8 * Q_{base}$, en donde Q_{base} representa el límite máximo de la potencia reactiva del generador en el caso base. En caso contrario, si la tensión no supera el límite máximo de tensión del nodo, se actualiza el límite mínimo de la potencia reactiva del generador conectado en el nodo que presenta violación de tensión de acuerdo con la ecuación $Q_{min} = 0,8 * Q_{base}$, en donde Q_{base} representa el límite mínimo de la potencia reactiva del generador en el caso base.

Es claro que la utilización de valores diferentes para la actualización de límites de tensión o de potencia reactiva, como por ejemplo la utilización de un factor equivalente a 0,85 en lugar de 0,95, en donde también se utilizan sentencias condicionales iguales o similares a los aquí expuestos en el contexto de una etapa de actualización de parámetros para apoyar con heurística y técnicas empíricas un método para la solución de problemas SCOPF, también se encuentra dentro del espíritu de la presente invención.

La subetapa de evaluación de no convergencias (118) de la etapa de actualización de restricciones (109) se detalla en el diagrama de flujo en la Figura 8 para una posible realización de la invención. En esta subetapa cada no convergencia se relaciona con uno de

los escenarios definidos para cada una de las contingencias priorizadas en la etapa de ejecución heurística de contingencias (107); en donde dicha subetapa de evaluación de no convergencias (118) comprende una actualización de capacidad de ramas y/o generadores con respecto a si es una contingencia de rama o generador la causante de la no convergencia definida en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102). Para el caso en el que la contingencia es de rama, se actualiza la capacidad de la rama en contingencia, en donde dicha actualización de la capacidad de la rama se relaciona con el producto entre la capacidad de la rama en la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106) y un factor de 0,9, en el caso en que la contingencia es una contingencia de generador, se actualiza la capacidad del generador en contingencia, en donde dicha actualización de la capacidad del generador () se relaciona con el producto entre la capacidad del generador en la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106) y un factor de 0,75. La actualización de la capacidad de la rama y la actualización de la capacidad del generador corresponden a limitar la dependencia de la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106) con el conjunto de ramas y generadores que provocan una no convergencia en la etapa de redespacho iterativo (108). Las ecuaciones que tienen en cuenta tanto la capacidad de las ramas y generadores, como factores equivalentes a 0,75 y 0,9, en conjunto y dentro de un método, en donde todas estas características han sido mencionadas en este párrafo y en general en la presente descripción detallada, se relacionan de manera especial con heurística y afinamiento empírico novedoso y realizado con la intención de que un solo método, reproducible y eficiente, cumpla con características de convergencia y rapidez algorítmica tan necesarias en las aplicaciones de SCOPF y en general en el sector tecnológico del que hace parte la invención.

La fase de posprocesamiento de información (103) comprende a su vez una etapa de conversión (110), en dicha etapa se realiza una reversión del modelamiento de compensadores Shunt a manera de generadores reactivos según los métodos de solución convencionales de problemas de flujo de carga realizada en la etapa de modelamiento del sistema (105) de la fase de preprocesamiento de información (101). En la realización preferida de la invención la fase de posprocesamiento de información (103) está presente y se caracteriza por ser la última fase del método.

Ventajas de la invención

Cómo se logró evidenciar en la descripción de la invención, los factores diferenciadores de la presente invención con respecto a los diferentes métodos para resolver problemas de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad son:

- Resolver el problema de optimización para sistemas de gran tamaño en los tiempos requeridos para seguridad on-line de 10 y 45 minutos; la etapa de carga de información (104), la subetapa de solución del modelo de optimización (113) de la etapa de cálculo de OPF (106), la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) y la etapa de redespacho iterativo (108) son las partes del algoritmo que pueden ser ejecutadas en paralelo por varios agentes o elementos procesadores, característica propia de la invención que acelera el tiempo de ejecución del algoritmo.
- Reducir la carga computacional del algoritmo al evitar fraccionar el problema a optimizar en subproblemas de optimización que impacta el tiempo de ejecución; el problema de optimización se modela y resuelve en la etapa de cálculo de OPF (106)

de la fase iterativa de optimización de costos (102) teniendo en cuenta las actualizaciones de las restricciones del problema de optimización realizado en la etapa de actualización de restricciones (109) de la fase de optimización de costos (102); se evita fraccionar el problema de optimización mediante la estrategia definida en la etapa de redespacho iterativo (108) de la fase de optimización de costos (102), donde se encuentran las violaciones en restricciones de cargabilidad de ramas de transmisión, violaciones en límites de tensión en los nodos del sistema bajo estudio y condiciones de no convergencias del estudio de flujo de carga para definir nuevas restricciones en el problema a optimizar.

- Contemplar variables tales como la conectividad de las ramas y el factor de potencia de los generadores para realizar la selección de contingencias con un mayor criterio de decisión; la etapa de ejecución heurística de contingencias (107) de la fase iterativa de optimización de costos (102) evalúa el estado en la solución encontrada en la etapa de cálculo de OPF (106) de la potencia aparente, potencia reactiva, diferencia de potencia reactiva, factor de potencia, diferencia de factor de potencia, tensión nominal y conectividad de las ramas definidas en las contingencias y de la potencia aparente y factor de potencia de los generadores definidos en las contingencias para definir el subconjunto priorizado de las contingencias originales.

Ejemplo de aplicación práctica

El algoritmo definido en la descripción de la invención fue presentado en el primer desafío de la competencia optimización de redes de potencia GO establecida por la agencia de proyectos de investigación avanzados-energía ARPA-E.

ARPA-E es una agencia del gobierno de los Estados Unidos que se caracteriza por financiar la investigación y desarrollo de nuevas y avanzadas tecnologías en el área de proyectos y recursos energéticos. El desafío consistía en un problema de flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad con las siguientes especificaciones:

- Formulación de flujo de carga óptimo de corriente alterna (Alternating Current Optimal Power Flow - ACOPF por las siglas de su nombre técnico en inglés)
- Restricciones de seguridad de ramas y generadores de los sistemas
- Limitaciones operativas de los elementos previas a las contingencias (caso base) y posteriores a las contingencias
- Acciones preventivas y correctivas para evitar violaciones y penalidades
- Modelado de contingencias de transmisión (contingencias de rama)
- Modelado de contingencias de generadores
- Definición de penalizaciones por violaciones en la operación de los elementos de la red

El algoritmo definido en la descripción de la invención se implementa haciendo uso del conjunto de herramientas de optimización y simulación Matpower desarrollado en el sistema de cómputo MATLAB y del solucionador de problemas de optimización optimizador de punto interior (Interior Point OPTimizer - IPOPT por las siglas de su nombre técnico en inglés). El algoritmo se probó en el conjunto de sistemas de potencia disponibles en la base de datos del primer desafío de la competencia GO. Todas las evaluaciones del algoritmo se realizaron

en una distribución de Linux de 64 bits del programa Matlab® 2019, en un sistema de cómputo Intel(R) Xeon(R) E5-2680/16 núcleos @ 2.70GHz core i7, 128 GB de memoria RAM.

El presente documento muestra los resultados de la evaluación del algoritmo en los sistemas de potencia con las siguientes especificaciones.

Red	Nodos	Generadores	Cargas	Ramas	Transformadores	Contingencias	Shunts
1	500	224	281	540	193	786	44
2	4.918	1.340	3.070	4.412	2.315	5.085	732
3	11.615	899	19.272	13.967	5.936	8.747	1.332

El solucionador de problemas de optimización IPOPT presenta una gran dependencia con la condición inicial del problema a solucionar. Dado esta condición, para la subetapa de solución del modelo de optimización (113) se utilizan diferentes agentes operando en paralelo y utilizando 16 diferentes semillas para la alimentación del solucionador IPOPT, garantizando así la solución con diferentes condiciones iniciales de 16 problemas de optimización revolviéndose en diferentes núcleos del elemento procesador. El máximo costo de la función objetivo a optimizar y el máximo tiempo de solución del problema de optimización para el conjunto de semillas evaluados se presenta a continuación.

Red	1	2	3
Costo máximo (\$)	3,93E+08	3,89E+07	2,21E+07
Tiempo máximo (min)	1,22	11,35	12,15

Para probar el desempeño de la etapa de ejecución heurística de contingencias (107), la etapa de redespacho iterativo (108) y actualización de restricciones (109) de la fase iterativa de optimización de costos (102) utilizando 16 diferentes agentes operando en paralelo, se presenta a continuación los resultados para la red 3 (sistema de mayor tamaño dentro de los sistemas indicados previamente) del tiempo de convergencia de las tres etapas, el costo operativo del sistema teniendo bajo consideración las penalidades por violaciones de sobrecargas de ramas, sobrecargas de generadores y desbalance de potencia activa y reactiva de las ecuaciones de flujo de carga y el número total de violaciones de tensión, sobrecargas de ramas y generadores y escenarios de no convergencias presentes en la solución encontrada. Para esta prueba, se contempla la selección de contingencias con porcentajes de selección del conjunto de contingencias de ramas y el conjunto de contingencias de generadores para la red indicada de 25%, 50%, 75% y 100%. Para el caso de 25% de porcentaje de selección, el algoritmo termina con 22 violaciones de tensión. A pesar de representar únicamente el 0,19% del total de nodos del sistema, el costo operativo del sistema no es aceptable. Para el conjunto restante del porcentaje de selección, el costo operativo es aceptable. El menor tiempo de convergencia se alcanzó para el escenario con 75% de porcentaje de selección teniendo bajo consideración que la solución para 25% de porcentaje de selección no es una solución aceptable.

Porcentaje de selección (%)	25	50	75	100
Tiempo de convergencia (min)	36,66	46,95	42,36	89,2
Costo (1E+08) (\$)	1,3467	0,0211	0,0264	0,0231
Violaciones	22	2	0	2

Para reducir los tiempos de convergencia presentados previamente, se utilizaron 72 diferentes agentes operando en paralelo evaluando el tiempo de convergencia de la etapa de ejecución heurística de contingencias (107), la etapa de redespacho iterativo (108) y actualización de restricciones (109) de la fase iterativa de optimización de costos (102). Para la red 3, el tiempo de convergencia obtenido con 72 diferentes agentes trabajando en paralelo es de 19,6 minutos, representando una aceleración mayor al doble del tiempo de convergencia obtenido con 16 diferentes agentes trabajando en paralelo. Para un número de 72 diferentes agentes ejecutando las tareas que en una modalidad posible de la invención pueden ser ejecutadas en paralelo, el algoritmo resuelve el problema de optimización para sistemas de gran tamaño en los tiempos requeridos para seguridad on-line de 10 y 45 minutos.

REFERENCIAS

- Wood, A., Wollenberg, B. and Sheblé, G., 2014. Power Generation, Operation, And Control. Hoboken : New Jersey: John Wiley & Sons.
- US 6,775,597 B1, 8/2004, Ristanovic, P, Obadina, O, Aganagic, M, Security Constrained Optimal Power Flow Method.
- Bazrafshan, M., Baker, K. and Mohammadi, J., 2020. Computationally Efficient Solutions For Large-Scale Security-Constrained Optimal Power Flow. [Online] arXiv.org. Disponible en: <https://arxiv.org/abs/2006.00585>
- US 8,775,136 B2, 7/2014, Akrotirianakis, I, Torzhkov, A, Primal-dual interior point methods for solving discrete optimal power flow problems implementing a chain rule technique for improved efficiency.
- US 2013/0018517 A1, 1/2013, Kalagnanam, J, Phan, D, Solving large-scale security-constrained economic dispatch problem in real-time.
- US 9,720,390 B2, 8/2017, Phan, D, Sun, X, Reducing corrective actions in security-constrained optimal power flow via sparsity regularization.
- ARPA-E, "SCOPF Problem Formulation: Challenge 1", Advanced Research Projects Agency–Energy), Tech. Rep., Apr. 2018.
- ARPA"-E, Grid Optimization (GO) Competition, Disponible en: <https://gocompetition.energy.gov>, 2019 (accessed December 5th, 2019).
- R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sánchez, MATPOWER, en, 2019. DOI: 10.5281/ZENODO.3251119. [Online]. Disponible en: <https://zenodo.org/record/3251119>.
- HSL, A collection of Fortran codes for large scale scientific computation, Disponible en: <http://www.hsl.rl.ac.uk/>, 2019 (accessed December 5th, 2019).

