



Determinación de estados operativos óptimos en redes eléctricas con restricciones de economía y seguridad

Determining optimal operating states on electric networks with economic and security restrictions

Sandoval-Ibarra Tania Libertad

Universidad de Guadalajara, Jalisco
Departamento de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Correo: tania_sandoval@hotmail.com

Ortiz-Muro Víctor Hugo

Universidad de Guadalajara, Jalisco
Departamento de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Correo: victor.ortiz@cupei.udg.mx

Gómez-Padilla Alejandra

Universidad de Guadalajara, Jalisco
Departamento de Ingeniería Industrial
Correo: alejandra.gomez@cupei.udg.mx

Resumen

Se programaron dos formulaciones para estudiar flujos de potencia para una red de transmisión. Se consideran dos métodos: el de Newton-Raphson incorporando restricciones de seguridad y el método de flujos óptimos con consideraciones económicas. Se muestra un ejemplo para una red eléctrica de prueba de 30 nodos con la que se comparan resultados.

Descriptores: *Flujos Óptimos* (OPF), seguridad, estabilidad de voltaje.

Abstract

There are programmed formulations to study power flow on electrical transmission networks. Two methods are compared: the Newton-Raphson method including security constraints and the optimal flow method with economic considerations. An example of an electric network of 30 nodes is used to compare results.

Keywords: Optimal Flows (OPF), security, voltage stability.

INTRODUCCIÓN

En la última década la industria de la electricidad ha experimentado una notable reestructuración en su organización a causa de la incertidumbre de las reservas de energía fósil y la inserción masiva de fuentes distribuidas con generadores de baja inercia, conectados a través de dispositivos de electrónica de potencia. La mayoría de países han consentido ese tipo de inversión privada, principalmente en el área de generación, con fines de asegurar el abasto de energía futura y de conservar un elevado margen de reserva de potencia (Wood y Wollenberg, 1984).

La incorporación de generación del tipo renovable ha obligado a los centros de control a evolucionar las actividades técnico-económicas y estandarizar criterios para mantener cuatro objetivos de operación:

- a) Seguridad operativa
- b) Continuidad
- c) Calidad
- d) Economía en el suministro de la energía (Madani *et al.*, 2010)

Actualmente en México, la operación diaria y planeación a corto plazo se revisan con detalle basándose en esos cuatro objetivos, además de vigilar el impacto ambiental con una visión de aprovechar al máximo el viento y el sol.

El estudio de flujos de potencia se utiliza a diario en los departamentos de análisis y planeación para inspeccionar algún estado particular de la red. Con software para ese propósito específico, los ingenieros importan datos en cuanto a información de tiempo real de la red y proyectan condiciones de carga y generación para un instante de tiempo de interés. Es común utilizar el método de Newton-Raphson (N-R) para el cálculo de variables eléctricas. No obstante, aun con una solución numérica, los resultados que se consiguen con N-R revelan violaciones o estados operativos no seguros (Hermann y William, 1968; Leite y Quintana, 2000).

El objetivo de este trabajo es programar N-R bajo nuevas restricciones técnicas y forzar una solución óptima en el sentido de satisfacer aspectos de seguridad, tales como los niveles máximo y mínimo de voltaje, margen de estabilidad y sobrecarga (Madrigal y Quintana, 2000). Se obtiene una *Formulación de Flujos Óptimos* (OPF) que parte de un pre-despacho económico, y después de aplicar las restricciones anteriores, conlleva a una condición de operación más segura.

En la literatura existen artículos publicados que contemplan múltiples precios de energía en las plantas,

de esos resultados se valen algunas empresas actualmente para programar generadores, por día, hora o minutos (Madrigal, 2000). La complicación existente de incluir fuentes con sol o viento es su intermitencia de potencia, la cual contraviene los objetivos de la operación en el sentido de no garantizar el suministro de potencia por periodos de tiempo. Por tanto, la necesidad de OPF orientados a cuidar aspectos de seguridad, se vigila dentro del margen de reserva rodante, límite de reactivos, potencia transmitida por los enlaces, etcétera (Pizano *et al.*, 2007; Mitten, 1968). La tarea de los ingenieros de planeación es tratar el máximo de restricciones y beneficiarse de los mejores precios de producción. Para ese fin, en este trabajo se integró un módulo que precisa la energía inicial de los generadores, donde se vigilan los límites operativos. Con fines de ilustración, se prueba la rutina con una red de prueba de IEEE (New England; Power Flow Test Case) y se comentan los resultados obtenidos de distintas condiciones operativas.

FORMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

En el departamento de análisis de los centros de control se puede disponer de distintas bases de datos asociadas a la red eléctrica, la cual utiliza n nodos. Para estudios específicos se conocen aquellos elementos que estarán conectados en el instante de interés, mismos que para el estudio se representan mediante algún valor de admitancia; esto es, las líneas de transmisión, capacitores, reactores, transformadores y otros elementos pasivos se determinan con parámetros calculados a frecuencia fundamental y por unidad, en alguna de las siguientes formas:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (1)$$

Una rutina automáticamente lee los parámetros de una base de datos y genera el arreglo matemático de toda la red. Al formarse la matriz de admitancias nodal y conocimiento de los voltajes nodales es posible despejar las corrientes I_i que circulan por las ramas de la red, completando N sumatorias de cada nodo:

$$I_i = \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad i = 1, 2, \dots, n \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

Sin embargo, en el problema de flujos se desconoce el voltaje. Se convierte en objetivo resolver esas incógnitas a partir de representar las plantas generadoras y cargas mediante inyecciones de potencia compleja:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (3)$$

donde S_i es la potencia compleja entrante o saliente del nodo i , de valor igual al producto del voltaje nodal V_i por la respectiva corriente I_i . Expresando la corriente en términos de la potencia compleja, se obtiene una ecuación de reparto de cargas en función solo de los voltajes (4), el voltaje nodal se puede expresar de dos formas: polar y rectangular.

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad i = 1, 2, \dots, n \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

donde $j \in i$, el nodo j está directamente conectado con el nodo i , incluyendo cuando el nodo $j=i$. Si el vector de voltaje se adopta a la forma polar se muestra como sigue

$$V_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (4.1)$$

Las expresiones anteriores denotan un polinomio producto de variables con números complejos que se manipulan para operar por separado sus términos reales e imaginarios

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad (5)$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad (6)$$

El lado derecho de la ecuación (5) es el reparto de potencia activa P_i que se trasmite por los elementos de la red. El lado izquierdo es la carga local o suministro de los generadores. En la práctica, la potencia activa solo puede venir de los generadores conectados. En ausencia de otras fuentes o plantas intermitentes, es obligatorio conocer aquella potencia de reserva disponible para supuestos escenarios de salida no planeada de alguna fuente (Madani *et al.*, 2010; CIGRE 38.02.24).

Por otro lado, la potencia reactiva Q_i se proporciona por los elementos capacitivos, reactores, FACT's, compensadores de VAR y también por los mismos generadores (Pizano *et al.*, 2007; Mitten, 1968). Entre las actividades cotidianas de los operadores en centros de control, se encuentra el ajustar la magnitud de voltaje y mantenerlo cercano al valor nominal. En el transcurso del día la potencia reactiva cambia aleatoriamente y mediante la intervención de los operadores se compensa. Una manera de evitar traslados innecesarios de reactivos es provocando cambios topológicos locales a la red, por ejemplo, con maniobras de conexión de capacitores o reactores; de lo contrario, la potencia reactiva

va se toma desde plantas de generación. Independientemente de los elementos y conexiones presentes, para cumplir con los objetivos de operación se debe mantener en todo momento un balance de energía

$$\sum_1^g S_{vc} = \sum_1^k S_{Carga} + S_{per} \quad (7)$$

donde g es un indicador de las plantas ordinarias, que tienen un voltaje controlado. El objetivo del estudio de flujos se centra en calcular los k voltajes restantes, proporcionando dos de cuatro datos: ángulo δ_i , magnitud $|V_i|$, potencia activa P_i o potencia reactiva Q_i , calculándose entonces dos valores desconocidos para $N-1$ nodos. Las pérdidas de transmisión (S_{per}), se alimentan por un nodo elegido para compensación (Wood y Wollenberg, 1984). La tabla 1 resume cada tipo de nodo que se considera en la formulación de flujos, asimismo se especifica el tipo de nodo indicado en la primera columna y asociado a un número en la última columna para facilitar la nomenclatura en las siguientes tablas.

Tabla 1. Tipo de nodos para estudio de flujos

Tipos de nodo $N = g+k+1$	Variables		
	Conocidas	Desconocidas	Tipo
Voltaje	$P_i, V_i $	Q_i, δ_i	2
Carga	P_i, Q_i	$ V_i , \delta_i$	1
Compensación	$ V_i , \delta_i$	P_i, Q_i	3

Los estudios de flujos se confinan a manejar un despacho de generación proyectado a un instante, no precisamente el de tiempo real. Es práctica que los generadores internos de una planta se despachen con igual porcentaje y no comprometer más allá de 80% de su capacidad nominal. Se puede calcular entonces la reserva total de la red, al despejar aquel aporte excedente de las g plantas disponibles (Madani *et al.*, 2010).

De acuerdo con la forma de ingresar los datos de entrada a los programas convencionales, en las expresiones de flujos no se relaciona el precio del tipo de energético, ni tampoco se pueden definir penalidades por emisión de contaminantes (Madrigal, 2000). Esos aspectos son cada vez más importantes al tiempo que se define el pre-despacho de generación.

SOLUCIÓN CON NEWTON RAPHSON

El método N-R se implementó ampliamente en diversas áreas del conocimiento para efectos de encontrar raíces de polinomios (Wood y Wollenberg, 1984). Se

trata de un algoritmo que se aproxima a la solución en forma iterativa y que ocupa un criterio de paro específico. La figura 1 simboliza una ecuación de reparto de cargas (4), que define los posibles valores para el voltaje. Se establece entonces, una función no-lineal de segundo orden, con dos cruces por el eje horizontal, lo que implica la existencia de dos raíces, cuyo valor revela los voltajes que son una solución.

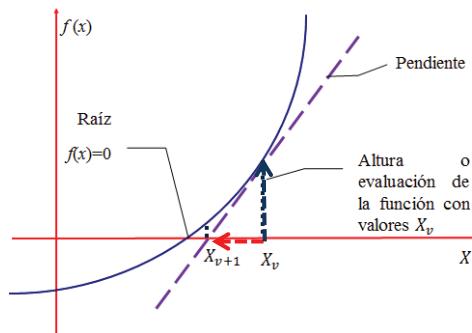


Figura 1. Interpretación geométrica del método de N-R

El método demanda un valor estimado inicial x_v , por ejemplo, el tipo denominado arranque plano o con valores de voltaje unitarios

$$x_v = [1, 1, 1, \dots, 1] \quad (8)$$

En la figura 1 se observa que para los voltajes x_v se calcula la tangente de la función (Jacobiano), consiguiéndose dos datos de un triángulo rectángulo, lo que permite despejar un valor de actualización $X_v + 1$. Cada iteración se aproxima más al valor deseado tanto en magnitud como en ángulo. En tanto, ese vector no sea una solución esperada dentro de una tolerancia, deberá ajustarse.

N-R requiere calcular en cada paso la pendiente o primera derivada de la función (4) (Wood y Wollenberg, 1984). Esto significa derivar las expresiones (5) y (6) de manera parcial para manipular separadamente la magnitud y ángulo en la siguiente forma

$$H = \left[\frac{\partial P_i(x)}{\partial \delta_k} \right] \quad N = \left[\frac{\partial P_i(x)}{\partial |V_k|} \right] |V_k| \quad (9)$$

$$J = \left[\frac{\partial Q_i(x)}{\partial \delta_k} \right] \quad L = \left[\frac{\partial Q_i(x)}{\partial |V_k|} \right] |V_k|$$

donde H , N , J y L son submatrices que agrupan las derivadas parciales respecto a las concernientes incógni-

tas de la tabla 1. En caso de los elementos mutuos, se calculan con

$$H_{ij} = -V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ji} + jB_{ij} \cos \theta_{ji}) \quad (10)$$

$$N_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ji} - jB_{ij} \sin \theta_{ji}) \quad (11)$$

$$J_{ij} = -V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ji} - jB_{ij} \sin \theta_{ji}) \quad (12)$$

$$L_{ij} = -V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ji} + jB_{ij} \cos \theta_{ji}) \quad (13)$$

Agrupando las submatrices, se tiene la matriz *Jacobiano* representativa de la primera derivada de la función (4)

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (14)$$

Cabe observar en la figura 1, que el vector de voltajes define uno de los catetos de un triángulo rectángulo; el Jacobiano figura como la recta tangente a la función $f(x_v)$ en ese valor temporal (x_v). El ajuste x_{v+1} se interpreta como el otro cateto del triángulo y se despeja a partir de esos valores temporales de la iteración.

La ecuación recursiva del método de N-R para ajustar los voltajes queda entonces como

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v(x) \\ \Delta Q^v(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^v & N^v \\ J^v & L^v \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \frac{\Delta |V|^v}{|V|} \end{bmatrix} \quad (15)$$

donde el superíndice v indica el número de iteración.

En el lado izquierdo de la ecuación (15) se tiene un vector que agrupa discrepancias entre potencias calculadas a partir del voltaje de la iteración v , contra las potencias que se especifican para el estudio. Se declara como solución si se cumple la condición de equilibrio (7). Cuando la discrepancia es considerable, se agrega la corrección a las incógnitas citadas en la tabla 1

$$\theta_i^{v+1} = \theta_i^v + \Delta \theta_i^v \quad (16)$$

$$V_i^{v+1} = V_i^v + \Delta V_i^v \quad (17)$$

La figura 2 muestra un diagrama con las etapas del proceso de solución al problema de flujos de potencia con N-R. En este punto es importante notar que N-R no vigila los límites operativos, solo produce nuevos valores en los voltajes resultantes de la iteración $v+1$.

Lo anterior significa que N-R no supervisa propiamente estados de la red, solo ajusta las incógnitas para que concuerde la ecuación de equilibrio (7). A los nodos

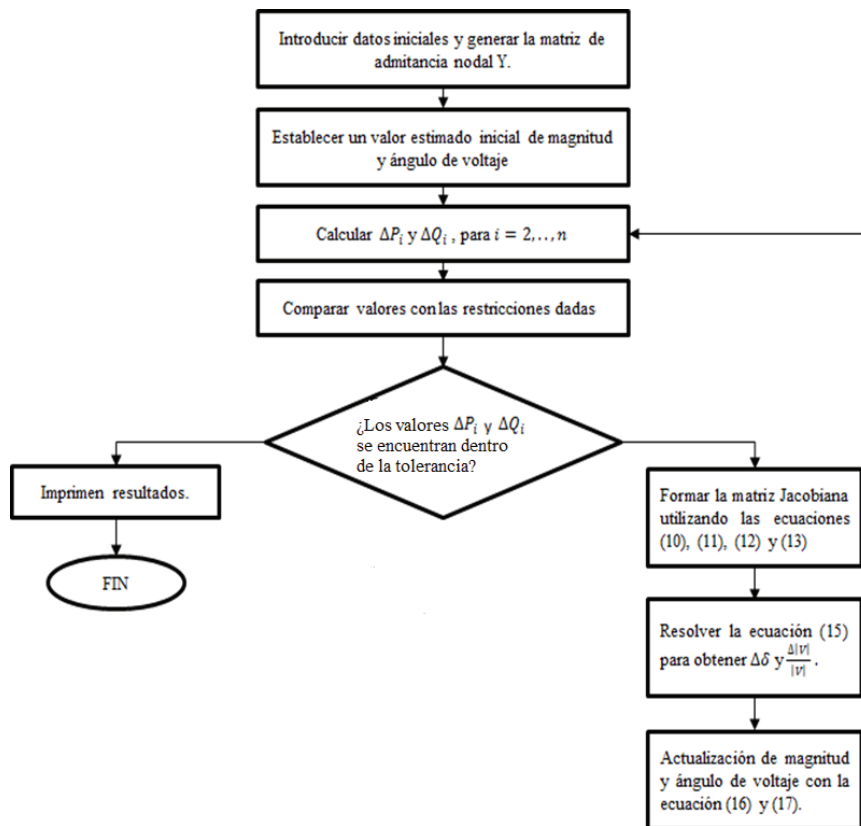


Figura 2. Diagrama del método de N-R

de voltaje controlado se les da libertad de entregar toda la potencia reactiva solicitada, lo cual no siempre se puede cumplir en la práctica. De ahí la importancia de agregar restricciones y cuidar condiciones no permisibles en la operación. N-R, por lo general, converge con pocas iteraciones, ya que el criterio de paro o condición de convergencia se basa en observar las potencias. El apartado posterior refiere a las restricciones de seguridad y variables vigiladas durante el intervalo de actualización de las incógnitas.

ASPECTOS DE LA OPERACIÓN

Documenta CFE (1984) de forma ordenada y sistemática el marco normativo y administrativo en el que se ubica la operación de la red de México, así como las funciones en su estructura orgánica vigente.

En general, la operación y control del sistema eléctrico se puede ubicar en una zona operativa normal, de alerta o de emergencia (CIGRE 38.02.24). Lo ideal es operar el sistema siempre en un estado operativo normal y óptimo en algún sentido, sin embargo, dependiendo del punto operativo, el sistema puede no cumplir esa condición.

Se entiende la necesidad de contar con herramientas de apoyo y con características superiores al estudio de flujos para los operadores. Los ingenieros de planeación determinan algunos límites para advertir cuando el sistema eléctrico está operando en puntos seguros. Basándose en ese conocimiento se modifica la formulación de flujos con fines de la explotación adecuada de todas las instalaciones y recursos disponibles. Además de programar un despacho más económico se busca evitar sobrecargas, violación de voltajes y otros límites.

La siguiente parte del trabajo hace énfasis en buscar una solución óptima (OPF), manteniendo márgenes de reserva adecuados y revisando si el sistema es capaz de soportar la ocurrencia de una primera contingencia sin la acción de esquemas de control. Dichos límites se mencionan.

FORMULACIÓN DE FLUJOS ÓPTIMOS

En OPF se tiene como objetivo llegar al equilibrio de potencia generada contra la potencia de consumo considerando restricciones. En este trabajo se consideran dos aspectos que llevan a dos etapas de cálculo:

CONDICIÓN DE ECONOMÍA

De acuerdo con los objetivos planteados, primero se calcula un estado óptimo en sentido económico producto de determinar el precio de producción más bajo. Una manera apropiada para resolver esa restricción es manejar por separado la impedancia real de la red (resistiva) e involucrar solo la potencia real. La ecuación (18) denota una combinación lineal o función de costos de una red para la que se busca encontrar su mínimo. Se plantea un problema con k restricciones, cuyos coeficientes son un factor de ajuste de precio a g generadores y resuelto con multiplicadores de Lagrange (Camac y Rudnick, 1994; Mitten, 1968).

$$\text{Min } z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij} + \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (18)$$

donde

c_{ij} = costo de envío por kw/h entre el nodo i y el nodo j
 x_{ij} = kw/h que se envían del nodo i al nodo j
 c_i = costo de generación de cada kw/h en el generador i
 x_i = cantidad de kw/h que se generan en el nodo i

Los valores de c_i se especifican en función del tipo de energético primario, por ejemplo, combustóleo, gas, carbón, uranio, agua, viento, sol, etcétera. El ejemplo que se utiliza para validar el procedimiento descrito refiere a una lista de precios que emula la condición deseada de reducir el precio para un tiempo determinado de operación.

El modelo matemático se resuelve como un *Problema Lineal* (PL) de costo mínimo con restricciones en los nodos, si se trata según de un nodo de generación, nodo de consumo o nodo de enlace. Las restricciones se muestran para cada nodo a continuación

$$-\sum_{k=1}^n x_{ki} - x_i + \sum_{j=1}^n x_{ij} = b_i \quad \forall \quad i \quad (19)$$

Si se trata de un nodo de generación, b_i es la generación del nodo i (x_i); si se trata de un nodo de consumo, b_i es el consumo de dicho nodo; si se trata de un nodo de enlace el valor es nulo ($b_i=0$). x_{ki} son los kw/h que recibe cada nodo i , x_i es la generación en el generador i y x_{ij} es lo que envía el nodo i .

Se programó la ecuación 19 para evaluar cada resultado parcial del proceso iterativo. El objetivo es forzar el tener valores óptimos, en el sentido de costo de producción más bajo. Esa solución tiene un sentido práctico porque representa aquellos generadores disponibles para participar en el despacho total de generación para la condición de carga en estudio. En las

figuras posteriores se muestran los valores calculados de esta situación.

La solución de esa expresión conlleva a un pre-despacho económico que sirve para inicializar el siguiente proceso de optimizar otros recursos.

CONDICIONES PARA SEGURIDAD

En la tarea de optimización de recursos reactivos es necesario maniobrar elementos en derivación (reactores y capacitores). En la misma etapa de planeación se identifica aquel equipo disponible y se sugieren acciones de cambios topológicos para los operadores (Camac y Rudnick, 1994). Aunado a la inicialización de despacho económico y maniobras, el siguiente objetivo es obtener una solución dentro de límites operativos y con un registro del margen de reserva rodante.

$$\sum_1^g S_{oc} < 85\% \quad (20)$$

A partir de decretar las precondiciones de economía y optimización de recursos reactivos, se procedió a una solución con N-R resuelta iterativamente en un proceso de menos grados de libertad. Esto se logra al impedir entre cada iteración una actualización de valores si no conducen a una operación segura. A continuación se describen las restricciones que se toman en cuenta para efectos de seguridad y vigilancia de:

- Sobretensión
- Subtensión
- Sobrecarga
- Violación de límites

1. La primera restricción de seguridad consiste en asegurar suministrar en cada uno de los generadores disponibles un valor por debajo de la potencia máxima \bar{P}_{Gi} para la que se diseñó y una potencia superior a la mínima P_{Gi} del estudio económico para cada generador despachado.

$$\bar{P}_{Gi} \leq P_i \leq P_{Gi} \quad (21)$$

2. La segunda consiste en vigilar que el valor de la magnitud del voltaje máximo \bar{V}_i y mínimo V_i en cada nodo queden dentro del rango que establece un estudio de estabilidad de voltaje (Wood y Wollenberg, 1984).

$$\bar{V}_i \leq V_i \leq V_i \quad (22)$$

3. De manera similar, a los generadores solo se les permite producir potencia reactiva entre un valor máximo \bar{Q}_{Gi} y mínimo Q_{Gi}

$$\bar{Q}_{Gi} \leq Q_i \leq Q_{Gi} \quad (23)$$

4. Los enlaces de transmisión se limitan a no llevar un valor de potencia máximo P_{max} y mínimo P_{min} definido en estudios de cargabilidad o de mercado (Madrigal, 2000).

$$P_{max} \leq P_{ij} \leq P_{min} \quad (24)$$

5. Los nodos de carga quedan restringidos en su valor de inyección de reactivos hacia la red.

$$fp_{max} \leq P_i + jQ_i \leq fp_{min} \quad (25)$$

6. En último lugar, después de tener una solución óptima con las condiciones límite, se incluye un ciclo para repetir el proceso, pero eliminando un nodo a la vez con una red reducida. Esto significa tener un listado de contingencias para N-1 maniobras.

La figura 3 muestra el diagrama de solución al problema OPF una vez que se han incorporado las restricciones. La solución se muestra con un proceso iterativo, sin embargo, como es necesario que cumpla cada una de las restricciones para asegurar la convergencia del método hacia un valor mínimo global, se vigila el proceso de solución y se compara contra otros resultados que inician en otro valor.

CASO DE PRUEBA

Se utilizó el sistema de prueba que muestra la figura 4 para observar resultados de OPF con las restricciones mencionadas. Se trata de la red de prueba de la IEEE, de Nueva Inglaterra con 30 nodos (IEE Standard 1379-2000). Existe una condición inicial con los datos de generación dados para esta red en la tabla 2. Para el estudio se utilizaron adicionalmente los valores de la tabla 3, que refieren a restricciones para los generadores obtenidos del estudio de despacho económico, y finalmente en la tabla 4 los límites de la magnitud de voltaje en cada uno de los nodos.

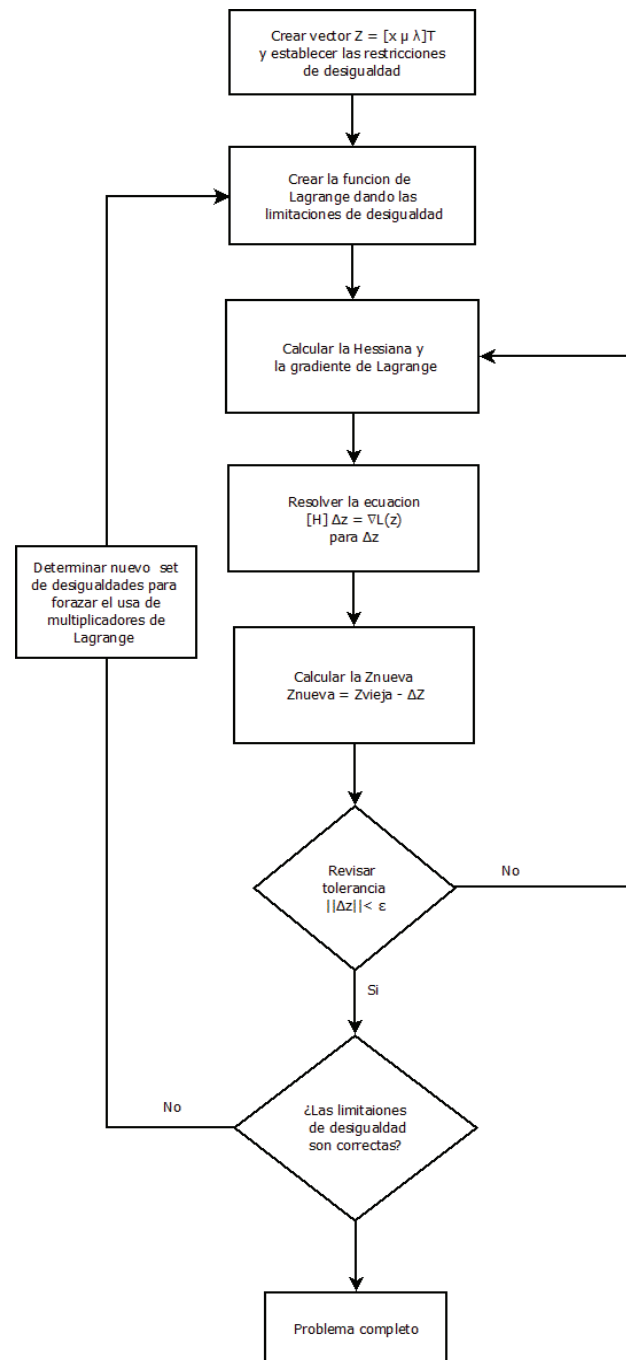


Figura 3. Diagrama del método de OPF

Se programó todo el proceso anterior en ambiente MATLAB y también en el programa PSS/E. Posteriormente se muestran resultados y se comenta el efecto de las restricciones.

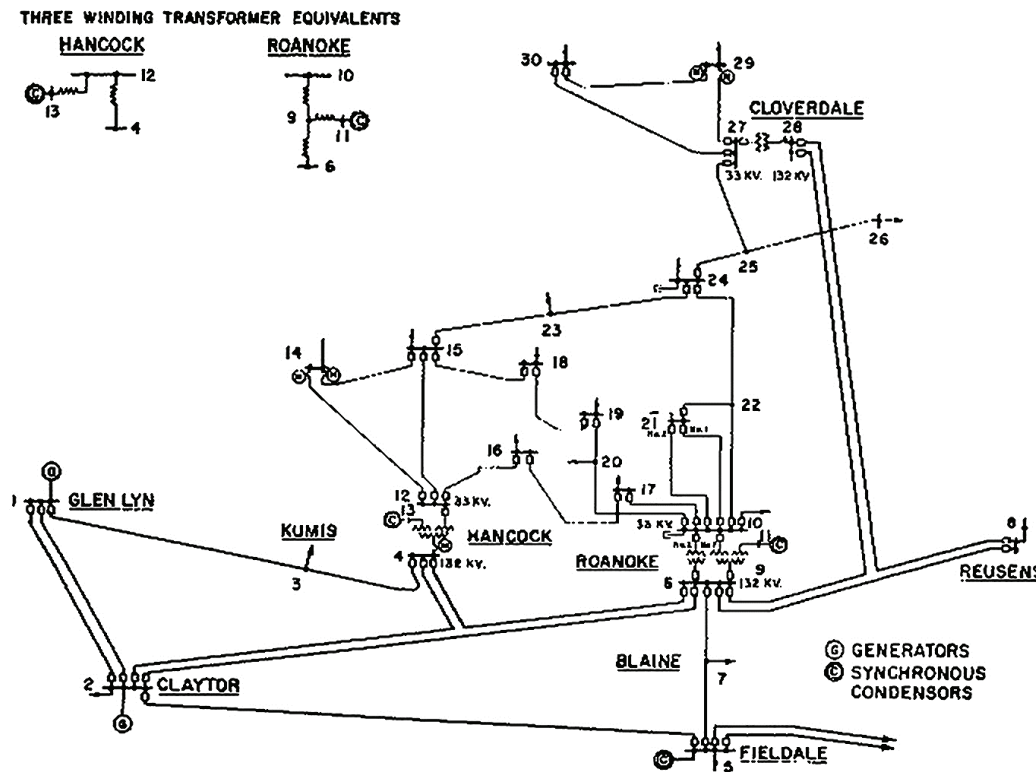


Figura 4. Sistema de prueba IEEE, de Nueva Inglaterra de 30 nodos

Tabla 2. Datos iniciales de generadores

Núm. Bus	Tipo	PGen (MW)	QGen (MW)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)
1	3	260.1	-16.1	0.0	0.0
2	2	40.0	50.0	50.0	-40.0
5	2	0.0	37.0	40.0	-40.0
8	2	0.0	37.3	40.0	-10.0
11	2	0.0	16.2	24.0	-6.0
13	2	0.0	10.6	24.0	-6.0

Tabla 3. Valores de las restricciones de la potencia activa obtenida del estudio del despacho económico

Núm. nodo	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	Costo
1	114	85	10	\$ 0.01
2	100	85	10	\$ 7.00
5	100	33.3	10	\$ 9.00
8	100	58.4	10	\$ 8.00

Tabla 4. Valores de las restricciones de la magnitud de voltaje

Núm. nodo	V Min (pu)	V Max (pu)
1-30	0.85	1.05

COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS

Para iniciar el estudio, se evidencia que se utilizarán los datos que proporciona la IEEE de generación (ejemplo académico), para tener un punto de referencia contra el estudio de pre-despacho económico, donde se consideraran las siguientes restricciones. Cada uno de los generadores tiene una capacidad de 100 MW, trabajarán a $\leq 85\%$ de su capacidad y su respectivo costo de generación se puede observar en la tabla 3; solo se considera la potencia activa. Para efectos de visualización, se simplifica el análisis con uso de colores que reflejan en las figuras una imagen general de la condición operativa. En azul aparecen regiones en que existe un margen aceptable y en rojo aparecen las zonas donde hay violaciones.

En la figura 5 se comparan ambos resultados. Con el método de Newton Raphson se puede observar que en ambos casos los resultados son similares y presentan

dificultades en los mismos nodos, que se exponen en la tabla 5, los sombreados en gris son los resultados de los datos de IEEE y en blanco los datos con pre-despacho. En ambos casos, los resultados son similares, ahora se compararan con las restricciones del OPF.

En la figura 5 quedan visibles aquellas zonas de la red, donde los voltajes nodales producto del cálculo con el algoritmo que incluye las restricciones OPF identifican los puntos más sensibles tanto a pérdidas como en ahorros.

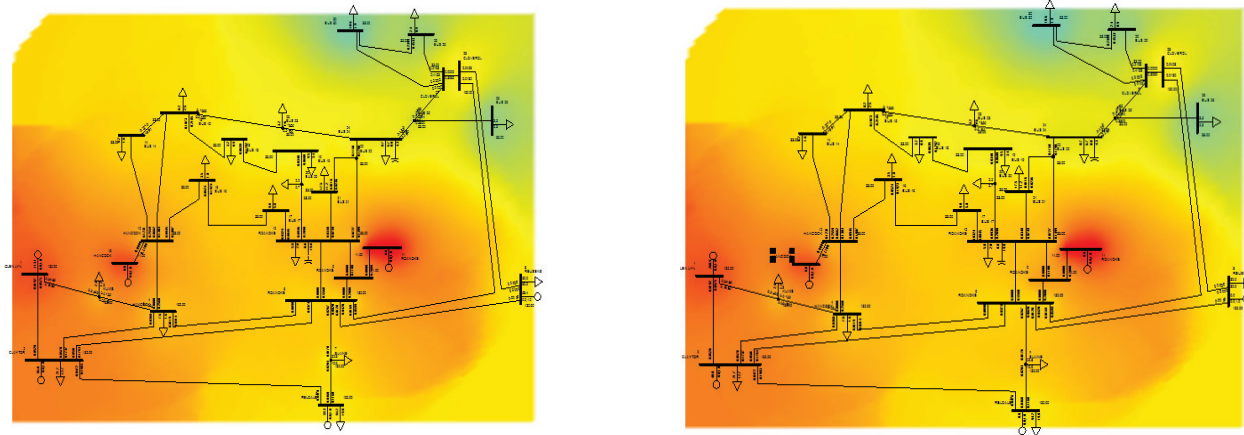


Figura 5. (N-R) figura de la izquierda con datos IEEE y derecha con datos del despacho económico

Tabla 5. Comparación de datos originales de la red IEEE y datos obtenidos con el despacho económico (N-R)

Núm. Bus	Nombre	kV Base	Hacia Bus	Desde bus			%	Pérdidas	
				MW	MVAR	MVA		kV (pu)	MW
1	GLEN LYN	132.0	-	-	-	-	1.0600	-	-
	Desde bus de generación			260.9	-23.5	262	139.92	-	-
-	CLAYTOR	132.0	2	173.1	-24.4	174.8	-	5.20	15.56
-	KUMIS	132.0	3	87.9	0.9	87.9	-	3.11	11.37
1	GLEN LYN	132.0	-	-	-	-	1.0600	-	-
	Desde bus de generación			113.1	9.3	113.5	139.2	-	-
-	CLAYTOR	132.0	2	65.1	4.0	65.2	-	0.73	2.19
-	KUMYS	132.0	3	48.0	5.4	48.3	-	0.95	3.47
11	ROANOKE	11.0	-	-	-	-	1.0809	-	-
	Desde bus de generación			-	24.0	24.0	11.890	-	-
-	ROANOKE	1.00	9	-	24.0	24.0	-	0.00	1.03
11	ROANOKE	11.0	-	-	-	-	1.0820	-	-
	Desde bus de generación			-	23.6	23.6	11.902	-	-
-	ROANOKE	1.00	9	-	23.6	23.6	-	0.00	0.99
13	HANCOCK	11.00	-	-	-	-	1.0594	-	-
	Desde bus de generación			-	24.0	24.0	11.653	-	-
-	HANCOCK	33.00	12	-	24.0	24.0	-	0.00	0.72
13	HANCOCK	11.00	-	-	-	-	1.0612	-	-
	Desde bus de generación			-	24.0	24.0	11.674	-	-
-	HANCOCK	33.00	12	-	24.0	24.0	-	0.00	0.72

Tabla 6. OPF con despacho económico

Núm. Bus	Nombre	kV	MW Mvar	N-1 Mvar	Pmin Qmin	Pmax Qmax	Voltaje Vcamb	N-1 Voltaje	Vmin Vmax
1	GLEN LYN	132	85	-----	10.00	85	1.0111	1.0300	0.85
--	-----	---	4.97	5.27	-----	9.44	-----	-----	1.05
11	ROANOKE	11	-----	-----	-----	-----	0.9938	0.9975	0.85
--	-----	---	12.72	14.92	-----	24	-----	-----	1.05
13	HANCOCK	11	-----	-----	-----	-----	0.9790	0.9782	0.85
--	-----	---	14.95	16.65	-6.00	24	-----	-----	1.05

Tabla 7. OPF sin despacho económico

Núm. Bus	Nombre	kV	MW Mvar	N-1 Mvar	Pmin Qmin	Pmax Qmax	Voltaje Vcamb	N-1 Voltaje	Vmin Vmax
1	GLEN LYN	132	262.56	-----	-----	-----	1.0283	1.0474	0.85
--	-----	---	5.67	-----	-----	9.44	-----	-----	1.05
11	ROANOKE	11	-----	-----	-----	-----	1.0035	1.0171	0.85
--	-----	---	16.45	39.12	-6	24	-----	-----	1.05
13	HANCOCK	11	-----	-----	-----	-----	0.9873	0.9921	0.85
--	-----	---	17.86	22.76	-6	24	-----	-----	1.05

Adicionalmente a las restricciones mencionadas, en las tablas 2, 3 y 4, se eliminará un elemento de la red contingencia (N-1) misma línea en ambos ejercicios, el resultado se resalta.

Para efectos comparativos se dividieron los estudios de OPF en las tablas 6 y 7. En la tabla 6 se muestra el resultado con flujos óptimos y el estudio de pre-despacho; y en la tabla 7 el estudio de flujos óptimos, pero sin realizar pre-despacho. Comparando contra el caso anterior, es evidente que hay un cambio en la condición operativa. Los voltajes son muy similares, pero varía la cantidad de potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje entre los límites establecidos. En el caso (N-1) sucede algo muy similar: los voltajes son parecidos, pero también se requiere menos potencia reactiva en el estudio con pre-despacho. Este caso en particular, es el estudio de pre-despacho que hizo que la generación aparte de ser más económica y dejar una reserva, ayuda a que el flujo de potencia activa se distribuya de una manera uniforme y la red se estabilice con menos reactivos.

CONCLUSIONES

Este trabajo describe formulaciones para realizar estudios de flujos y OPF. Con esta herramienta se calculan los voltajes nodales y otras variables de interés de una red eléctrica.

El trabajo expone un procedimiento para encontrar una solución ajustada de flujos (OPF), que se orienta a vigilar la economía y seguridad de la red eléctrica. Al

aplicar el procedimiento, para un caso de aplicación, se observó que aumenta las iteraciones del método hasta cumplir con las restricciones incorporadas. Se mostró un ejemplo visual con una interfaz gráfica que hace evidente la presencia de violaciones de acuerdo con una visualización en colores o mapas de calor.

Estos estudios con y sin restricciones de seguridad son parte fundamental de la administración y planeación diaria de la red eléctrica y es necesaria para evitar operar la red en estados de riesgo.

El algoritmo resuelto con el método de multiplicadores de Lagrange (18) arrojó los siguientes resultados: Costo de generación con los datos de la IEEE \$6,565.50 y los datos de pre-despacho económico \$4,190.80.

Se analizó que con un estudio de pre-despacho no solo mejora la economía de la red, sino también optimiza la seguridad de la red, ya que se distribuye mejor la potencia activa.

Otras variables que se pueden considerar es la generación mínima para activar un determinado generador y considerar distintas fuentes de generación para realizar un estudio comparativo con energías limpias. Los resultados mostrados en las tablas y las figuras son del mismo tipo que dispone el analista de un centro de control. A partir de esa información se tiene la posibilidad de detectar anticipadamente aquellas condiciones operativas que pueden derivar a una situación de riesgo donde se comprometa el despacho de energía.

Se considera que con agregar en estos estudios la salida de un elemento (primera contingencia) daría lu-

gar a condiciones de afectación mayor de seguridad operativa. Este trabajo no incluyó esa situación de primera contingencia.

Se pueden considerar las pérdidas por la desconexión abrupta de un generador, que puede suceder por situaciones naturales o vandalismo. Este tipo de pérdidas implicarían re-organizar el flujo, y tendría un impacto directo en la seguridad y estabilidad de la red, ya que supondría la búsqueda de alternativas para asegurar la estabilidad de funcionamiento.

REFERENCIAS

- Camac D. y Rudnick H. *Un algoritmo branch and bound para el pre-despacho óptimo de carga*, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1994.
- CIGRE 38.02.24. Defense Plans Against Extreme Contingencies. CFE, Manual de Reglas de despacho y operación, 1984.
- Hermann W.D. y William F.T. Optimal power flow solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, volumen 87 (número 10), octubre 1968.
- IEEE standard 1379-2000. IEEE Recommended practice for data communications between remote terminal units and intelligent electronic devices in a substation, 2000.
- Lawler E.L. y Wood D.E. *Branch and bound methods: a survey*, The University of Michigan, Febrero 11, 1966.
- Leite-Torres G. y Quintana V.H. Optimal power flow by a nonlinear complementarity method. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 15 (número 3), agosto 2000.
- Madani V., Novosel D., Horowitz S., Adamiak M., Amantegui J., Karlsson D., Imai S., Apostolov A. IEEE PSRC Report on global industry experiences with System Integrity Protection Schemes (SIPS), IEEE Transactions on Power Delivery, Octubre 2010.
- Madrigal M. *Optimization models and techniques for implementation and pricing of electricity markets*, (Ph.D. tesis), University of Waterloo, diciembre 2000.
- Madrigal M. y Quintana V.H. A security-constrained energy-and spinning reserve- markets clearing system using an interior-point method. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 15 (número 4), noviembre 2000: 1410-1416.
- Mitten L.G. *Branch and bound methods: General formulation and properties*, University of British Columbia, Vancouver, Canada, noviembre 12, 1968.
- Mitten L.G. *Branch and bound methods: general formulation and properties*, University of British Columbia, Vancouver, Canada, noviembre 12, 1968.
- New England, Power Flow Test Case. University of Washington Electrical Engineering [en línea]. Disponible en: ww.ee.washington.edu/research/pstca/
- Pizano-Martínez A. Fuerte-Esquivel C.R., Ambriz-Pérez H., Acha E. Modeling of VSC-based HVDC systems for a newton-raphson OPF algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 22, (número 4), noviembre 2007.
- Wood A.J., Wollenberg B.F. *Power generation operating control*, John Wiley & Sons, Nueva York, 1984.

Citación sugerida:

Citación estilo Chicago

Sandoval-Ibarra, Tania Libertad, Alejandra Gómez-Padilla, Víctor Hugo Ortiz-Muro. Determinación de estados operativos óptimos en redes eléctricas con restricciones de economía y seguridad. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, XVIII, 03 (2017): 233-243.

Citación estilo ISO 690

Sandoval-Ibarra T.L., Gómez-Padilla A., Ortiz-Muro V.H. Determinación de estados operativos óptimos en redes eléctricas con restricciones de economía y seguridad. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, volumen XVIII (número 3), julio-septiembre 2017:233-243.

SEMBLANZAS DE LOS AUTORES

Tania Libertad Sandoval-Ibarra. Ingeniera eléctrica egresada del Instituto Tecnológico de Culiacán, actualmente cursa la maestría en la Universidad de Guadalajara. Su área de interés es la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Alejandra Gómez-Padilla. Es ingeniera industrial egresada del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Occidente (Iteso, 1998). Cuenta con la maestría en ciencias por la Ecole Polytechnique de Montreal (2001) y el doctorado en ingeniería industrial por el Institut National Polytechnique de Grenoble (2005). Su área de interés es la optimización aplicada a logística y cadenas de suministro.

Víctor Hugo Ortiz-Muro. Recibió el grado de licenciatura y de maestría por la Universidad de Guadalajara en 1995 y 1998, respectivamente. Asimismo, el PhD por la Universidad Autónoma de Nuevo León en 2004. Su área de interés es la protección y control de sistemas eléctricos de potencia y el análisis transitorio.

