

Evaluación de la operación sub-óptima de estado estacionario de sistemas de potencia con cargas dependientes de voltaje

GARCÍA-GUZMÁN, José Miguel*†, ACEVEDO-ARANDA, Rogelio, ORTEGA-HERRERA, Francisco Javier y GONZÁLEZ-PONCE, María del Refugio

Instituto Tecnológico Superior de Irapuato

Recibido Mayo 09, 2016; Aceptado Junio 25, 2016

Resumen

En este trabajo se presenta la evaluación de la operación sub-óptima de estado estacionario de sistemas de potencia con cargas dependientes de voltaje mediante la solución del Despacho Óptimo de Generación (DOG) utilizando algoritmos genéticos. Los modelos de las cargas se integran en el análisis de Flujos de Potencia (FP) y los resultados se utilizan para calcular los coeficientes B y las pérdidas de potencia activa para ser utilizadas en la solución del DOG. Una vez que se obtienen las potencias de cada generador, estas se asignan a los nodos PV para ejecutar nuevamente el análisis de FP y continuar el mismo proceso iterativamente hasta que la diferencia de potencia activa en el nodo slack, obtenida mediante FP y DOG, sea menor a una tolerancia de precisión. Un caso de estudio es presentado con el sistema de potencia de prueba del IEEE. Los resultados muestran que la operación del sistema es más óptima cuando se integran los modelos de las cargas, ya que el costo de generación disminuye.

Operación sub-óptima, DOG, FP

Citación: GARCÍA-GUZMÁN, José Miguel, ACEVEDO-ARANDA, Rogelio, ORTEGA-HERRERA, Francisco Javier y GONZÁLEZ-PONCE, María del Refugio. Evaluación de la operación sub-óptima de estado estacionario de sistemas de potencia con cargas dependientes de voltaje. Revista de Energía Química y Física 2016, 3-7: 38-45.

Abstract

This paper presents the assessment of suboptimal steady state operation of power systems with voltage dependent loads by using the Optimal Dispatch (OP) which is solved with genetic algorithms. The load models are integrated into analysis Flow Power (PF) to determine a steady state operation point and the results obtained in this operating point are used to calculate B coefficients and active power losses to be used in the solution of the OD problem. Once the active power of each generator are obtained, these are assigned to the PV nodes to perform the analysis PF again and continue the same process iteratively until the difference of active power in the slack node, obtained by FP and OD is less to a precision tolerance. A case study is presented with the test power system of the IEEE. The results show that the system operation is more optimal when the model loads are integrated in the system, since the generation cost decreases.

Suboptimal operation, OD, PF

*Correspondencia al Autor (Correo Electrónico: migarcia@itesi.edu.mx)

† Investigador contribuyendo como primer autor

Introducción

La operación óptima de estado estacionario de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) recientemente se ha convertido en el centro de atención de las empresas suministradoras de energía e investigadores alrededor del mundo, ya que al operarse las redes de manera óptima se reducen los costos, el impacto ambiental o se incrementa la confiabilidad del sistema, dependiendo del objetivo requerido.

El problema de Despacho Óptimo de Generación es una de las funciones operativas, desde el punto de vista económico, más importantes de los sistemas de potencia modernos, ya que determina la combinación óptima de potencia activa de cada generador individual tal que se minimice el costo total de generación mientras se satisfacen las ecuaciones de balance de potencia y los límites de generación de las unidades.

Las funciones de costo de los generadores han sido representadas mediante funciones cuadráticas, bajo la consideración de que el costo incremental de cada generador se incrementa linealmente para encontrar una solución óptima.

El DOG con estas funciones de costo cuadráticas normalmente se resuelve por medio de métodos basados en gradiente (Wood & Wollenberg, 1984), sin embargo, las funciones de costo reales de los generadores consideran las zonas de operación prohibidas, puntos de válvula, múltiples combustibles, entre otros, lo que hace que dichas funciones sean altamente no lineales y en ocasiones discontinuas (Lee & Park, 2006).

El DOG con estas funciones no puede resolverse con los métodos tradicionales, de manera que en los últimos años se han desarrollado diversos métodos que permiten resolver el DOG considerando tales funciones, entre los cuales se encuentran los algoritmos genéticos (Walters & Sheble, 1993), programación evolutiva (Sinha et al, 2003), las redes neuronales (Lee et al, 1998), enjambre de partículas (Park et al, 2005), colonia de hormigas (Gopalakrishnan & Krishnan, 2013), entre otros. Los algoritmos genéticos son una técnica heurística-estocástica de optimización global que se ha utilizado para resolver problemas de optimización de sistemas de potencia, tales como el DOG o las diversas variantes de Flujos de Potencia Óptimos.

Por otro lado, los estudios de Flujos de Potencia son una herramienta elemental que permite evaluar la operación de estado estacionario de un SEP. La principal información obtenida de estos análisis comprende las magnitudes y ángulo de fase de los voltajes de las subestaciones, las potencias reactivas en los buses de generación y el flujo de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión, además de otras variables que son previamente especificadas.

Esta información es esencial para el continuo monitoreo del estado actual del sistema y para analizar la efectividad de planes alternos para futuras expansiones del sistema para satisfacer el incremento de la carga demandada (Kothari & Dhillon, 2015). En los estudios de FP convencionales, las demandas de potencia activa y reactiva son consideradas como valores constantes, sin embargo, las cargas que normalmente se encuentran en los SEPs, son del tipo residencial, industrial, municipal y comercial, y cómo se mencionó anteriormente, son dependientes de las variaciones de la magnitud del voltaje nodal y de la frecuencia (El-Hawary & Dias, 1987).

Los resultados finales del análisis de FP, tienen efectos muy significativos en el modelo de carga utilizado. Por tanto, el uso de un modelo de carga realista es muy importante para mejorar la calidad de los estudios llevados a cabo en un SEP (Haque, 1996).

Los modelos de carga tradicionalmente son clasificados en dos principales categorías: modelos de carga estática y modelos de carga dinámica (Kundur et al, 1994). Generalmente, las cargas estáticas son representadas mediante modelos exponenciales (Murty, 1977) y modelos compuestos o modelos ZIP (Kundur et al, 1994; IEEE Task Force, 1993). Ambos tipos de modelos se expresan en función del voltaje y de ciertos parámetros que hacen más exacto el modelado de las cargas en condiciones reales. Con la proliferación de la electrónica de potencia en las cargas se ha modificado el comportamiento de estas en función del voltaje (Bokhari et al, 2014).

La evaluación de la operación sub-óptima de estado estacionario de sistemas de potencia puede llevarse a cabo conjuntando el análisis de FP y DOG, además es posible evaluar dicha operación con cargas dependientes de voltaje y analizar los efectos que tiene el modelado de estas cargas en el punto óptimo de operación del SEP. Así, en este trabajo se presenta una propuesta de análisis que permite determinar puntos de equilibrio mediante los cuales se lleva a cabo la evaluación de la operación sub-óptima de sistemas de potencia considerando cargas dependientes de voltaje.

Esta propuesta integra a la formulación de FP y al problema de DOG en un mismo marco de solución iterativa a través del cálculo de los coeficientes de pérdidas B para obtener la potencia generada de los buses PV que son utilizados en la formulación de flujos de potencia convencional.

Es importante mencionar que la solución del despacho óptimo de generación se lleva a cabo utilizando el algoritmo genético de la herramienta de optimización global de Matlab®.

Formulación general del análisis de Flujos de Potencia convencional

El análisis de FP establece que en cualquier nodo k de un SEP la suma de la potencia generada (P_{Gk} , Q_{Gk}) la potencia demandada (P_{Dk} , Q_{Dk}) y la potencia intercambiada con los distintos nodos del sistema ($\sum P_i^{iny j}$, $\sum Q_i^{iny j}$) es cero. De manera que el balance de potencia activa y reactiva en el nodo k se puede modelar como sigue:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_b} P_i^{iny j} = 0 \quad (1)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^{N_b} Q_i^{iny j} = 0 \quad (2)$$

La expresión anterior representa un sistema de ecuaciones, el cual es resuelto aquí mediante el método de Newton-Raphson.

Modelos estáticos de carga dependientes de voltaje

Como se mencionó, las cargas eléctricas estáticas dependen del voltaje que las alimenta, de modo que este tipo de cargas son representadas mediante modelos exponenciales y compuestos. En el presente trabajo solo se consideran el último modelo estático debido a que el principal interés es la evaluación del mismo comportamiento de estado estacionario del sistema de potencia. El modelo compuesto representa la carga dependiente voltaje como una combinación de una carga de impedancia constante (Z), una carga de corriente constante (I) y una carga de potencia constante (P), por lo que también es conocido de manera común como modelo ZIP.

Este modelo expresa la potencia activa y reactiva en función del voltaje nodal como se muestra enseguida:

$$P = P_0 \left(p_1 (V/V_0)^2 + p_2 (V/V_0) + p_3 \right) \quad (3)$$

$$Q = Q_0 \left(q_1 (V/V_0)^2 + q_2 (V/V_0) + q_3 \right) \quad (4)$$

En estos modelos P_0 indica valor nominal, mientras que P_i y Q_i ($i=1, 2, 3$) representan los coeficientes de impedancia, corriente y potencia constante para la potencia activa y reactiva, respectivamente. La selección del valor de los coeficientes de este modelo depende del porcentaje de elementos conectados a cada sistema en particular. En éste reporte se toman los siguientes valores para los coeficientes asociados con las cargas activas: $p_1=0.35$, $p_2=0.13$ $p_3=0.52$; mientras que para los coeficientes de las cargas reactivas se consideran los siguientes valores: $q_1= 0.56$, $q_2=0.08$, $q_3=0.36$ (Nam et al, 2013).

Incorporación de los modelos de cargas dependientes de voltaje en el análisis de FP

La incorporación de los modelos compuestos de cargas dependientes de voltaje en la solución de FP modifica el jacobiano en los siguientes elementos de la diagonal principal.

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \frac{\partial}{\partial V_i} \left(P_0 \left(p_1 (V/V_0)^2 + p_2 (V/V_0) + p_3 \right) \right) \quad (5)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \frac{\partial}{\partial V_i} \left(Q_0 \left(q_1 (V/V_0)^2 + q_2 (V/V_0) + q_3 \right) \right) \quad (6)$$

Es importante mencionar que las Ecuaciones (3)-(4) se sustituyen en (1) y (2), respectivamente, y se utilizan los elementos del jacobiano anteriores en el análisis de FP, el cual es resuelto por medio del método de Newton-Raphson.

Formulación general del Despacho Óptimo de Generación

El problema de Despacho Óptimo de Generación es un problema de optimización no lineal restringido que puede expresarse mediante la minimización del costo del combustible de las unidades de generación térmicas sujeta a una restricción de igualdad, que modela el balance de potencia activa, y n_g restricciones de desigualdad, que representan los límites operacionales de generación de las máquinas. Matemáticamente, la formulación general del DOG es dada como sigue:

$$\min F(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^{n_g} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (7)$$

$$\text{suje to a } \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} = P_D + P_L \quad (8)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (9)$$

Donde a_i , b_i y c_i son los coeficientes de la función cuadrática de costo del generador i del conjunto de n_g de generadores. La función $F(P_i)$ corresponde a la función objetivo o costo total de generación medida en (\$/hr), los términos P_i , P_D y P_L representan la potencia activa de salida del generador i , la potencia activa demandada y las pérdidas de potencia activa en los elementos de transmisión, respectivamente, mientras que los límites inferior y superior de generación de potencia activa del generador i son denotados por P_i^{\min} y P_i^{\max} , en forma respectiva.

Resulta obvio, pero no menos importante señalar que las ecuaciones (7), (8) y (9) corresponden a la función cuadrática de costo de generación, las restricciones de igualdad y las restricciones de desigualdad del problema de optimización.

Las pérdidas de transmisión P_L , en la Ecuación (8), son representadas mediante una expresión cuadrática que es función de la potencia activa inyectada a los buses. Esta expresión es llamada fórmula de Kron (Kron, 1952) y es dada por:

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (10)$$

Donde P_i y P_j son la potencia activa inyectada en el bus i y j , respectivamente, y los coeficientes B son representados por el término B_{ij} . Los coeficientes B son considerados como constantes y son calculados con un algoritmo computacional desarrollado como parte del trabajo. El problema de optimización no lineal restringido se convierte en un uno sin restricciones mediante el método de los multiplicadores de Lagrange, con el cual se obtiene la siguiente función objetivo aumentada llamada también función lagrangiana:

$$L(P_{Gi}, \lambda) = F(P_{Gi}) + \lambda \left(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} \right) \quad (11)$$

Las condiciones de optimalidad de la función objetivo anterior son,

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad \text{y} \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (12)$$

Estas condiciones permiten obtener los siguientes conjuntos de ecuaciones:

$$2(a_i + \lambda B_{ii})P_{Gi} + \lambda \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{ng} 2B_{ij}P_{Gj} = \lambda - \lambda B_{0i} - b_i \quad (13)$$

El sistema de ecuaciones (13) se resuelve para obtener la solución del DOG, el cual consiste en determinar el valor de P_i y λ .

En este trabajo el multiplicador de Lagrange o costo incremental y la potencia generada son determinadas utilizando el algoritmo genético de la herramienta de optimización global de Matlab.

El análisis propuesto en este trabajo para llevar a cabo la evaluación sub-óptima de SEPs integra las dos formulaciones antes descritas en un mismo marco de solución iterativa en el que la diferencia de potencia activa en el nodo slack es considerada como parámetro de convergencia de dicha propuesta. El procedimiento general del análisis propuesto de ilustra en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 1.

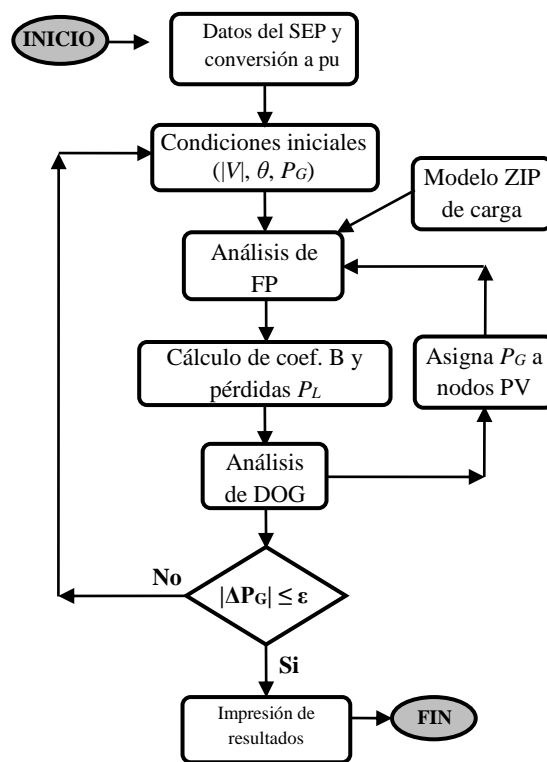


Figura 1 Diagrama de flujo para la evaluación sub-óptima de la operación de SEPs

En esta propuesta, primero se resuelve el FP y luego el DOG en cada iteración, utilizando los coeficientes de pérdidas B como enlace entre ambos estudios. Una vez que se obtienen las potencias de cada generador mediante el despacho óptimo, estas se asignan a los nodos PV para ejecutar nuevamente el análisis de FP y continuar el mismo proceso iterativamente hasta que la diferencia de potencia activa en el nodo slack, obtenida mediante FP y DOG, sea menor a una tolerancia de convergencia especificada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$|\Delta P_G| = |P_{G,FP} - P_{G,DOG}| \leq \varepsilon \quad (14)$$

Donde $P_{G,FP}$ y $P_{G,DOG}$ son la generación de potencia activa obtenida mediante el análisis de FP y DOG, respectivamente, y ε es la tolerancia de convergencia especificada.

Casos de estudio

La evaluación de la operación sub-óptima es llevada a cabo mediante un caso de estudio en el que se utiliza el sistema de potencia de prueba de 5 nodos del IEEE. En el caso de estudio se considera una tolerancia de convergencia de 1×10^{-9} para el análisis de FP y 20 generaciones para el DOG con los parámetros de optimización preestablecidos en la herramienta de Matlab, mientras que para el análisis propuesto en este trabajo se utiliza una precisión en la diferencia de potencia activa en el nodo slack de 1×10^{-6} .

En este caso de estudio primero se determina el punto de operación sub-óptimo con cargas fijas y después se determina otro punto de operación con el modelo compuesto de dichas cargas. Con estos puntos de operación es posible evaluar la operación sub-óptima del SEP en cuestión.

Los dos puntos sub-óptimos de operación de estado estacionario del sistema de 5 nodos son presentados en la Tabla 1.

Nodo	Carga fija		Modelo compuesto	
	V	θ (°)	V	θ (°)
Nodo 1	1.060	0.000	1.060	0.000
Nodo 2	1.000	-0.029	1.000	-0.044
Nodo 3	0.973	-3.757	0.973	-3.814
Nodo 4	0.985	-3.289	0.985	-3.325
Nodo 5	0.989	-3.086	0.988	-3.117

Tabla 1 Punto sub-óptimo de operación de estado estacionario del sistema de 5 nodos

Los resultados mostrados en la Tabla 1 muestran que los voltajes nodales se modifican tanto en magnitud como en ángulo cuando se integran los modelos de las cargas dependientes de voltaje.

Este cambio en el voltaje nodal provoca una redistribución de los flujos de potencia en los elementos de transmisión modificando el valor de las pérdidas y la generación de potencia activa, cambiando con ello el costo de generación, tal como lo muestra la Tabla 2, donde se muestran los resultados obtenidos mediante la propuesta de análisis de este trabajo con cargas fijas y con los modelos compuestos de carga.

Se debe notar que para este sistema de potencia el costo de generación, la generación y pérdidas totales de potencia activa son menores cuando se integran los modelos de cargas exponenciales, sin embargo, estos resultados pueden cambiar con otros sistemas de potencia de gran escala, lo cual es sujeto de estudio para trabajos posteriores.

Parámetro	P _i (MW) (Fija)	P _i (MW) (ZIP)
Generador 1	65.376	64.112
Generador 2	104.933	103.785
total (F, \$/hr)	760.189	750.405
Demanda total (MW)	165.000	162.706
Pérdidas totales (MW)	5.31	5.198
Generación total (MW)	170.309	167.707
Demanda total (MVAR)	40.000	39.371
Pérdidas totales (MVAR)	-13.222	-13.570
Generación total (MVAR)	26.778	24.658

Tabla 2 Resumen de resultados del punto sub-óptimo de operación de estado estacionario del sistema de 5 nodos

Conclusiones

Una propuesta de análisis que permite evaluar la operación sub-óptima de estado estacionario de sistemas de potencia con cargas dependientes de voltaje ha sido presentada. La propuesta integra en el análisis de flujos de potencia y al problema de despacho óptimo de generación en un mismo marco de solución a través del cual se determinan puntos de operación de estado estacionario de sistemas de potencia.

La integración de los modelos compuestos de cargas en el análisis de FP modifica los resultados de las pérdidas y de la potencia generada y demandada, lo cual es debido a una redistribución de los flujos de potencia, que a su vez es ocasionada por un cambio en la magnitud y ángulo del voltaje nodal. Se debe notar que en el caso de estudio presentado y desde una perspectiva de operación óptima, el punto de operación con el modelo compuesto de carga es mejor que con cargas fijas, ya que la potencia activa generada y los costos de generación son menores.

De esta manera, se puede concluir de forma general que los modelos de cargas dependientes de voltaje permiten llevar a cabo una evaluación más real del estado de la operación de un SEP.

Por otro lado, es importante mencionar que con la propuesta de análisis presentada en este trabajo se determinan puntos sub-óptimos de operación de estado estacionario y no puntos óptimos, ya que estos últimos son obtenidos mediante la formulación de flujos de potencia óptimos.

Referencias

Bokhari, A., Alkan, A., Dogan, R., & Diaz, M. (2014). Experimental Determination of ZIP Coefficients for Modern Residential, Commercial and Industrial Loads, IEEE Transactions on Power Delivery, 29(3).

El-Hawary, M. E., & Dias, L. G. (1987). Incorporation of load models in load-flow studies: form of model effects, IEE Proceedings C-Generation, Transmission and Distribution, 134(1).

El-Hawary, M. E., & Dias, L. G. (Enero, 1987). Incorporation of load models in load-flow studies: form of model effects. IEE Proceedings C-Generation, Transmission and Distribution, 134(1), pp. 27-30.

Gopalakrishnan, R. & krishnan, A. (2013). An Efficient Technique to Solve Combined Economic and Emission Dispatch Problem Using Modified Ant Colony optimization, Sadhana, 38(4), pp. 545-556.

Haque, M. H. (1996). Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models. Electric Power Systems Research, 36(3), 151-156.

IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. (1993). Load Representation for Dynamic Performance Analysis, IEEE Transactions of Power Systems, 8(2).

- Kothari, D. P. & Dhillon J. S. (2015). Power System Optimization. Nueva Delhi: PHI Learning.
- Kron, G. (1952). Tensorial Analysis of Integrated Transmission System, Part II: Off-Nominal Turns Ratios, AIEE Transactions, 71(1), pp. 505-512.
- Kundur, P., Balu, NJ. & Lauby, MG. (1994). Power system stability and control. New York: McGraw-Hill.
- Lee, k. Y. & Park, J. B. (2006). Application of particle swarm optimization to Economic Dispatch Problem: Advantages and Disadvantages. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 6(1), pp. 1-5.
- Lee, K. Y., Yome, S. & Park, J. H. (1998). Adaptive Hopfield Neural Network for Economic load Dispatch, IEEE Transactions on Power Systems, 13(2), pp. 519-526.
- Murty, P. S. (1977). Load modelling for power flow solution. J. Inst. Eng., 58(3).
- Nam, S., kang, S., Lee, J., Choi, E., Ahn, S. & Choi, J. (2013). EMS Data-Based Load Modeling to Evaluate the Effect of Conservation Voltage Reduction at National Level, Energies, 6.
- Park, J. B, Lee, S., Shin, J. R. & Lee, K. Y. (2005). A Particle Swarm optimization for Economic Dispatch with Nonsmooth Cost Functions, IEEE Transactions on Power Systems, 20(1), pp. 34-42.
- Sinha, N., Chakrabarti, R. & Chattopadhyay, P. K. (2003). Evolutionary Programming Techniques for Economic load Dispatch, IEEE Transactions on Evolutionary Computations, 7(1), pp. 83-94.
- Walters, D.C. & Sheble, G. B. (1993). Genetic Algorithm Solution of Economic Dispatch with the Valve Point Loading, IEEE Transactions on Power Systems, 8(3), pp. 1325-1332.
- Wood, A. J. & Wollenberg, B. F. (1984). Power Generation, Operation, and Control. New York: John Wiley & Sons.