

Comparación de estrategias para despacho ideal de recursos energéticos incluyendo rampas de entrada-salida para plantas térmicas

Comparison of strategies for ideal economic dispatch of energy resources including input-exit for thermal plants

E. Tapias¹, J. A. Alarcon², F. Santamaría³

¹Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Email: eftapiasf@correo.udistrital.edu.co

²Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Email: jaalarconv@udistrital.edu.co

³Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Email: fsantamariap@udistrital.edu.co

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 02, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 01, 2017

RESUMEN

En este artículo se comparan dos estrategias para analizar la negociación del precio de bolsa con plantas de generación en firme (hidráulica y térmica) y plantas con generación variable (eólica y fotovoltaica). Adicionalmente se analizan las ventajas de usar una estrategia basada en la predicción de consumo horario que optimiza la entrada de las plantas térmicas teniendo en cuenta las rampas de entrada-salida así como los tiempos mínimos de operación, frente a la estrategia basada en la demanda hora a hora, que no permite predecir la necesidad de despachar las térmicas en horas posteriores.

PALABRAS CLAVE: Despacho económico, algoritmos genéticos, plantas hidráulicas, plantas térmicas, plantas eólicas, plantas fotovoltaicas y rampas de entrada-salida.

ABSTRACT

This article compares two strategies to analyse stock price trading with firm generation plants (hydraulic and thermal) and plants with variable generation (wind and photovoltaic). Additionally this paper analyse the advantages of using a strategy based on the prediction of hourly consumption, optimizing the entrance of the thermal plants, taking into account the entrance-exit ramps and the minimum times of operation, as opposed to the strategy based on the demand hour To hour, which does not allow predicting the need to dispatch thermals in later hours.

KEYWORDS: Economic dispatch, genetic algorithms, hydraulic plants, thermal plants, wind plants, photovoltaic plants and entry-exit ramps.

1. INTRODUCCIÓN

Las proyecciones del panorama energético mundial para los próximos 20 años contemplan un escenario energético basado en una explotación intensiva de los recursos, a causa del aumento de la demanda energética en todo el mundo. Esto podría traer consecuencias e impactos preocupantes a nivel energético por la reducción de las reservas y económico por el aumento del precio de combustibles entre otros aspectos. En esas

condiciones, las energías renovables no convencionales surgen como un mecanismo dentro del panorama energético que favorece la sostenibilidad medioambiental [1].

El mercado de energía en Colombia se considera uno de los más avanzados en Latinoamérica y sigue un esquema de despacho diario basado en un precio Spot, que se determina según el precio de oferta de las plantas que no presentan inflexibilidad y de la demanda horaria

de potencia. La Ley 1715 de 2014 plantea la posibilidad de que las plantas de energías renovables no convencionales entren al mercado energético, con lo cual se puede ver afectado el funcionamiento del mercado, ya que el despacho se hace por orden de mérito según el precio [2]. Ante este nuevo escenario se hace importante revisar como se define el precio del mercado Spot en Colombia, para así conocer el impacto que puede generar la inclusión de las plantas fotovoltaicas y eólicas en este, evaluando posibles metodologías para lograr una mayor eficiencia en el mercado de energía

Las plantas térmicas tienen una gran influencia en el precio de bolsa debido a su costo, por esto es necesario tener en cuenta los efectos de arranque-parada; ya que esto permitirá a los generadores térmicos ofertar con un precio menor a los ofertados anteriormente y recuperar los costos de acuerdo a su estado de arranque de forma independiente [3]. Al bajar los costos de las plantas térmicas se logra a su vez presionar el precio de bolsa a la baja y limitar el poder de mercado [3].

Tener en cuenta el arranque parada en las plantas térmicas permitirá equilibrar la competencia entre generadores térmicos e hidráulicos, ya que por ser más costoso el despachar una planta térmica varias veces en el día, el modelo matemático procura mantenerla en funcionamiento el mayor tiempo posible mientras se mantenga en el orden de mérito [3]. De esta forma, más plantas hidráulicas con precios de ofertas normalmente bajos, serán las que cubrirán la demanda pico en cada periodo de tiempo [4].

En este artículo se implementa una estrategia para analizar la negociación del precio de bolsa con plantas de generación en firme (hidráulica y térmica) y plantas con generación variable (eólica y fotovoltaica). Adicionalmente se analizan las ventajas de usar una estrategia basada en la predicción de consumohorario frente a la estrategia basada en la demanda hora a hora, que no permite predecir la necesidad de despachar las térmicas en horas posteriores

2. ESTRATEGIA PARA EL DESPACHO IDEAL DE RECURSOS ENERGETICOS

En este artículo se presenta una estrategia para la negociación del precio de bolsa con plantas de generación en firme (hidráulica y térmica) y plantas con generación variable (eólica y fotovoltaica); la cual se puede ver en la figura 1.

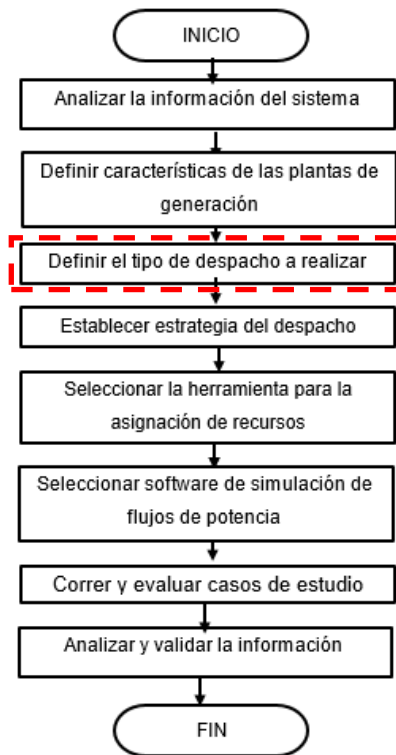


Figura 1. Estrategia planteada para el despacho ideal de recursos energéticos **Fuente.** Elaboración propia.

Como se observa en la figura 1, se selecciona el paso cuarto; en este se busca encontrar la estrategia que se debe utilizar para mejorar los costos de operación despachando con plantas térmicas.

Las plantas térmicas presentan una pendiente de arranque- parada, debida a como se realice su arranque (frio, tibio o caliente), estos y sus respectivos costos están asociados al uso de combustible requerido para llevar la caldera a la temperatura y presión necesaria para la operación de la turbina. La necesidad de tener en cuenta esta pendiente radica en que de no hacerlo se asume que la planta térmica inyecta desde su encendido una potencia constante y esto generaría error en el cálculo de los costos [5].

El costo de poner en marcha estas plantas depende del tiempo que esta ha permanecido apagada. Poner en funcionamiento una unidad fría requiere un mayor uso de combustible y por ende un mayor tiempo, para su plena operación, esto en comparación con una unidad que este recientemente apagada (se encuentra tibia), o una que se encuentre ya caliente. En la figura 2 se puede

ver la potencia vs el tipo de arranque para una planta térmica de 120 MW [5] [6].

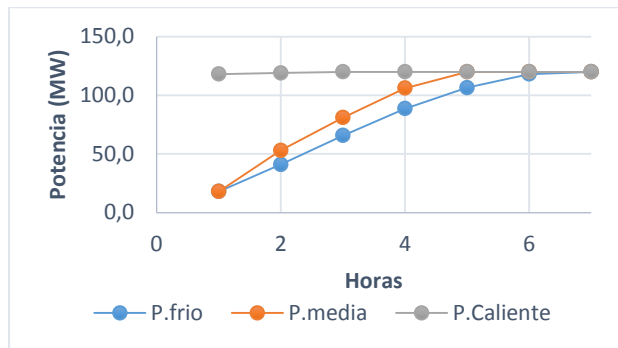


Figura 2. Curvas de entrada/parada de rampas térmicas
Fuente: XM

Aunque cuando las plantas térmicas entran a inyectar a la red tienen un cobro mínimo, de acuerdo al estado de arranque-parada se presentan unos sobrecostos. A continuación en la tabla 1 se pueden ver dichos sobrecostos [7].

Tabla 1 sobrecostos de arranque- parada

Estado de la planta	Sobrecosto (\$/MWh)
Arranque en frío	104
Arranque en tibio	64
Arranque en caliente	54

Fuente. Laboratorio Nacional De Energías Renovables de California

Teniendo en cuenta lo anterior se plantea analizar el resultado en los costos del despacho de una planta térmica comparando dos estrategias que se basan en el estado de arranque- parada de estas plantas.

2.1 Estrategia basada en la demanda hora a hora

Esta estrategia plantea verificar hora a hora de acuerdo a la demanda que se tenga y el despacho de las otras plantas de generación, si entran o no a despachar las plantas térmicas [8]. En la figura 2 se puede ver en una curva de demanda cómo funciona esta estrategia

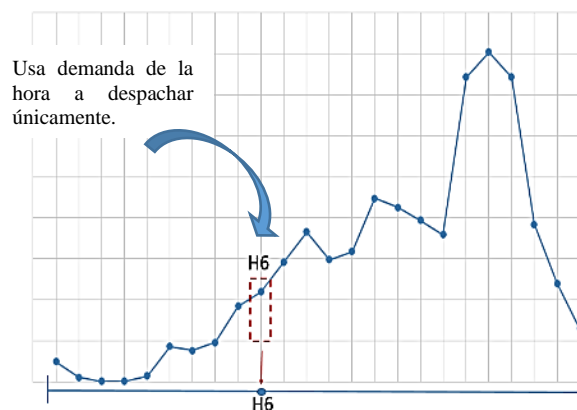


Figura 3. Estrategia de despacho de plantas térmicas hora a hora. **Fuente:** Elaboración propia.

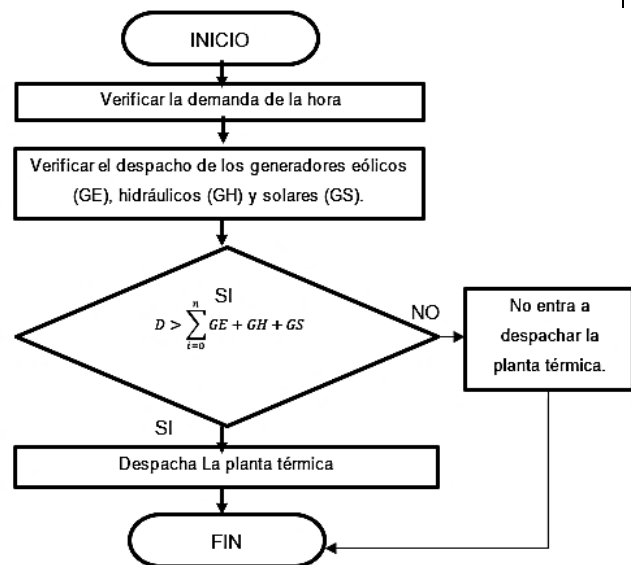


Figura 4. Diagrama de flujo para el despacho de plantas térmicas hora a hora **Fuente.** Elaboración propia.

2.2 Estrategia basada en la predicción horaria

Esta estrategia plantea predecir la demanda en horas posteriores, para esto toma la demanda en una hora del día que se está trabajando y la compara con un bloque del día anterior, el cual incluye la misma hora y tres horas posteriores [8]. En la figura 5 se explica cómo se obtiene el despacho actual (H6) a partir de un bloque de demandas (selección en rojo)

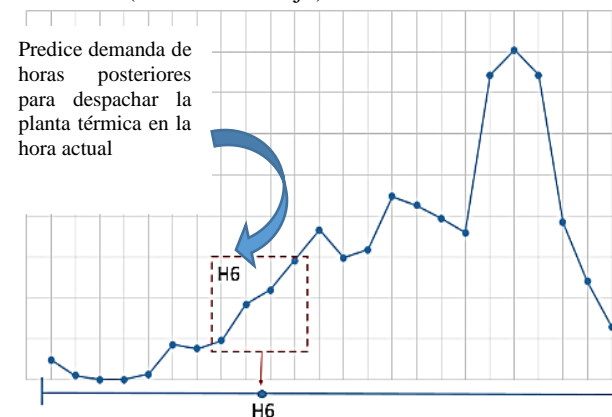


Figura 5. Estrategia de despacho de plantas térmicas hora a hora. **Fuente:** Elaboración propia

Una vez se tiene la predicción de las demandas, también se puede identificar si entra o no a inyectar la

planta térmica y por lo tanto definir en qué estado de arranque-parada iniciará.

La descripción de cómo funciona la segunda estrategia se ve en el diagrama de flujo, en la figura 6.

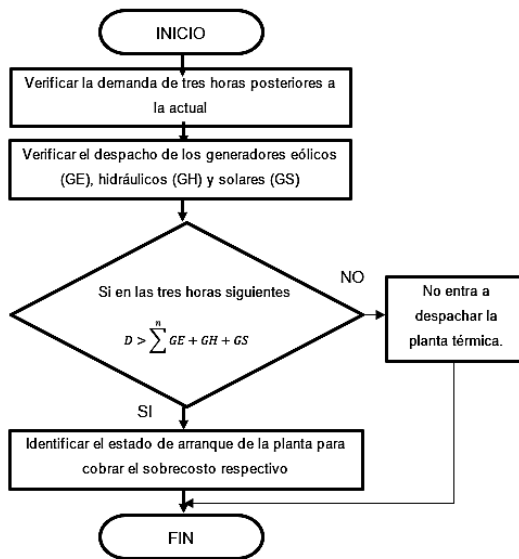


Figura 6. Estrategia de despacho de plantas térmicas prediciendo la demanda **Fuente.** Elaboración propia.

3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El caso planteado muestra la optimización en el despacho de potencia para un sistema de cinco plantas de generación que incluye un generador eólico, un generador fotovoltaico, dos hidráulicas y una térmica; Estas deben suministrar energía a tres cargas que varían durante el día.

3.1 Descripción del sistema de prueba

La red de nueve nodos de IEEE que se trabaja cuenta con tres cargas, tres transformadores, cinco generadores y seis líneas [9]; los parámetros generales del sistema se muestran en la tabla 2.

Tabla 1. Parámetros del sistema

Parámetro	Valor
Potencia Base	100 MVA
Voltaje Nodo Nominal	230 kV
Máximo voltaje	1,1 pu
Mínimo voltaje	0,9 pu
Transformador 1	16,5/230 kV
Transformador 2	18/230 kV
Transformador 3	13,8/230 kV

Fuente. Elaboración propia

Las tres cargas mencionadas anteriormente son residenciales y su curva de demanda se puede ver en la figura 7.

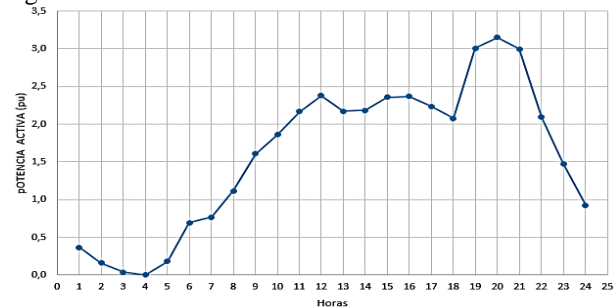


Figura 7. Curva de demanda para días hábiles normalizada con base al sistema IEEE 9 nodos **Fuente:** XM

Los parámetros de tensión de cada nodo de la red, las resistencias, reactancias, suceptancias entre otros parámetros de las líneas, de los transformadores y los generadores se pueden ver en las especificaciones del sistema de IEEE de nueve nodos en la bibliografía [9].

3.2. Características de las plantas de generación

Los datos de la potencia activa que inyecta cada planta se encuentra en la tabla 3.

Tabla 2. Potencia activa inyectada por las plantas

#	Tipo de Planta	Mínima potencia activa Inyectada	Máxima potencia activa Inyectada
G1	P. Hidráulica1	10 MW	80 MW
G2	P. Hidráulica2	10 MW	120 MW
G3	Planta térmica	18 MW	120 MW
G4	Planta Solar	0 MW	30 MW
G5	Planta Eólica	0 MW	40 MW

Fuente. Elaboración propia

Las funciones de costos para cada tipo de planta del sistema son las siguientes:

3.2.1 Potencia y costos para plantas eólicas

La potencia generada por las turbinas de viento fue calculada usando la función establecida para este tipo de energía en el software HOMER [10], como se muestra a continuación:

$$P = \begin{cases} 0 & \text{si } v < v_{\text{cut-in}} \\ \frac{P_r}{v_r} (v - v_{\text{cut-in}}) & \text{si } v_{\text{cut-in}} \leq v < v_r \\ P_r & \text{si } v \geq v_r \end{cases} \quad (1)$$

Donde:

ρ densidad del aire

A Área por donde pasa el viento

v Es la velocidad del viento

La función de costos para las plantas con base en energía eólica se puede calcular utilizando la siguiente función:

(2)

= Potencia generada (kW)
 = Costos por unidad de potencia instalada (\$/kW)
 G = Costos por operación y mantenimiento por unidad generada (\$/kW)
 a = Coeficiente de anulación
 r = Tasa de interés
 N = Tiempo de vida de la inversión (años)

3.2.3 Potencia y costos para plantas Solares

La potencia generada por los paneles solares fue calculada usando la función de costos establecida para este tipo de energía en el software HOMER [10], como se muestra a continuación:

$$(1 \quad)) \quad (3)$$

Donde:

Es la capacidad de cada panel en un tiempo por el número de paneles instalados

Es la temperatura

Es el dato de radiación en un tiempo i

La función de costos para las plantas con base en energía solar se puede calcular utilizando la siguiente función [10]:

(4)

3.2.4 Potencia y costos para plantas Hidráulicas

La potencia generada para una hidroeléctrica de baja presión, se calculó a partir de [11] y la curva se normaliza con base en la generación de Hidroamoyá, usando la función que se muestra a continuación:

(5)

Donde:

p densidad del aire

A Área por donde pasa el viento

h Altura del embalse a la turbina

La función de costos para las plantas con base en energía hidráulica se puede calcular utilizando la siguiente función [10]:

(6)

3.2.1 Funciones de costos y estrategias para plantas Térmicas

Los costos de operación de una planta térmica se calculan de acuerdo a la potencia generada con base al arranque en frío, tibio y caliente de la planta (Ver figura 2) [5] [6] [7] y teniendo en cuenta las siguientes funciones:

Costos de arranque frío

$$(1 \quad / \alpha) \quad (7)$$

Costos de arranque en tibio y caliente

(8)

C = Sobre costo de partida en frío (\$/kWh)

t = tiempo en que la unidad fue apagada (horas)

= Razón de enfriamiento

= Potencia en la hora i

= Costo mínimo (\$/kWh)

= Sobre costo partida tibio o caliente (\$/kWh) (Tabla 1)

3.3. Evaluación del caso de estudio

En este caso de estudio se realizó una comparación de dos estrategias para el arranque de plantas térmicas, utilizando para la simulación de los flujos de carga el toolbox de Psat de Matlab. El despacho de energía por cada planta se realizó utilizando algoritmos genéticos y el orden de entrada de las plantas a despachar se asignó utilizando el problema del agente viajero (TSP) tipo 1 [12]. Para este trabajo se planteó el análisis de dos escenarios como se muestra a continuación:

Escenario 1: Dos plantas hidráulicas, una planta solar, una planta eólica y una planta térmica utilizando la estrategia uno.

Escenario 2: Dos plantas hidráulicas, una planta térmica, una planta solar y una planta eólica utilizando la estrategia dos.

3.3.1 Escenario 1

Se coloca en funcionamiento la planta térmica en la hora uno lo cual indica que se trabaja en condiciones ideales, asumiendo que no se requiere pre-calentamiento de la planta, se tiene como resultado un costo por el día de \$138.711.801.594 para 3839,57 MW/h. En la figura 6 se puede ver los costos y las plantas que inyectan al sistema cada hora.

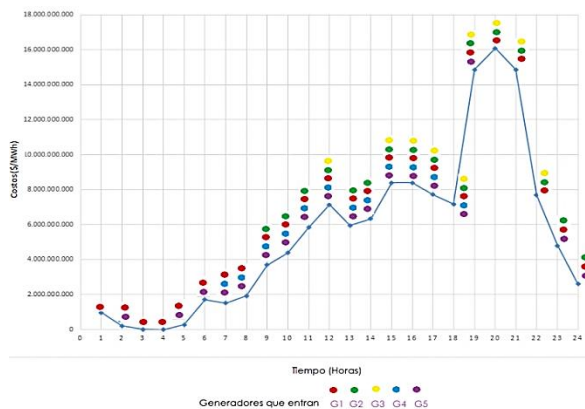


Figura 8. Costos y generadores que inyectan a la red hora a hora (El orden de los generadores se puede ver en la tabla 3)
Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura 6, debido a que los costos de los generadores térmicos (Puntos amarillos) son más altos, estos inyectan potencia a la red solamente cuando las plantas no tienen la potencia suficiente para suplir la demanda, o cuando el costo de despacho es menor que el de otro tipo de plantas, esto implica que la planta térmica siempre está encendida pero no está inyectando en el sistema hasta que éste lo requiere, lo que conlleva a tener gastos de operación adicionales y disminución del ciclo de vida de la planta.

3.3.2 Escenario 2

Utilizando el escenario dos, prediciendo la demanda en bloques de tres horas, se obtiene como resultado que la planta térmica empieza a inyectar en la hora 12. En la figura 6 se puede ver lo mencionado anteriormente.

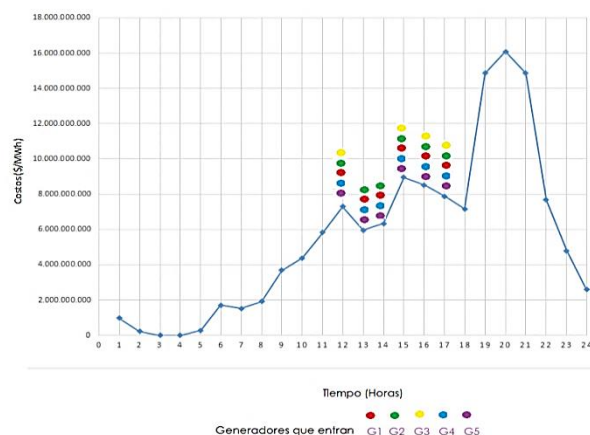


Figura 9. Costos y generadores que inyectan a la red hora a hora encendiendo la planta térmica en la hora 12 con la estrategia 2 **Fuente:** elaboración propia

En cuanto al análisis de los resultados de utilizar esta estrategia se debe tener en cuenta que también dependen del estado de arranque- parada de la planta (frio, tibio o caliente), por lo cual si la planta se arranca a la hora 12 en estado frio los costos por el día son de

\$133.521.628.483 si arranca en estado tibio los costos por el día son de \$133.151.370.189 y si arranca en estado caliente \$132.539.002.502 para 3839,57 MW/h.

CONCLUSIONES

Los algoritmos genéticos garantizan una asignación eficiente de recursos y un despacho óptimo, esto se puede ver en la asignación de los generadores que inyectan hora-hora recursos a la red y los costos, la figura 8 muestra el cumplimiento de esta condición.

La estrategia de arranque – salida de las plantas térmicas basada en la predicción horaria permite disminuir los costos de operación en cualquiera de los tres casos de arranque (frio, tibio y caliente), lo anterior debido al ahorro del cobro de los costos fijos que se tienen con la estrategia hora a hora; al mantener encendida la planta cuando no se requiere.

4. REFERENCIAS

- [1] J. P. Jaramillo, *Tesis Doctoral: Modelamiento Computacional del Recurso Solar y Eólico para aplicación de Sistemas de Energía Renovable*, Santiago De Compostela, 2014.
- [2] U. d. P. M. E. (UPME), «Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,» Bogotá, 2014.
- [3] M. A. P. Nuñez, «Modelamiento del precio de bolsa incluyendo costos de arranque parada en el mercado eléctrico Colombiano,» 2012.
- [4] D. A. Hoyos, «Mercado SPOT de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente,» 2014.
- [5] W. F. Perez, «Despacho Económico de potencia diaria aplicado al sistema nacional Ecuatoriano,» 2011.
- [6] R. C. M. M. A. Z. erardo Alberto granad Lopez, «Análisis del despacho del sistema de generación del Salvador,» El salvador, 2004.
- [7] *Modelo De Optimización Para Plantas Térmicas De Generación De Ciclo Combinado En El Despacho Económico*, Medellín: CARLOS MARIO CORREA POSADA, 2009.
- [8] P. B. S. L. D. A. N. Kumar, «Power Plant Cycling Costs,» National Renewable Eergy Laboratory, California, 2012.
- [9] R. Terzioğlu, «Probabilistic Load Flow Analysis of the 9 Bus WSCC System,» *International Journal of Scientific and Research Publications*, vol. 3, n° ISSN 2250-3153, p. 62, 2013.

- [10] A. Noel, «Economic Dispatch for a Microgrid Considering Renewable Energy Cost Functions,» *IEEE*, 2014.
- [11] F. V. Juan Garrido, «MODELADO Y SIMULACIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS,» Endesa Generación UPH Sur, Bogotá, 2015.
- [12] P. a. K. SteiglitzSource:, «Some Examples of Difficult Traveling Salesman Problems,» *Institute for operation research and the management sciencs* , vol. 26, nº 3, pp. 434-443, 2012.

