

Integración de energías renovables en redes de distribución

Carlos Ponce Corral¹, Raúl Neco Caberta¹, Carlos Flipe Ramírez Espinoza¹,
Luz Angélica García Villalba¹, María Magdalena Hernández Ramos¹

¹ Universidad Autónoma de Ciudad Juárez

Resumen

La generación distribuida se comienza a integrar en redes de media tensión (MT) y de baja tensión (BT), pero una de las principales limitaciones que encuentra es disponer de líneas de evacuación. Si se evita este problema, las licencias para su construcción y explotación no se denegarán. El aumento de la demanda eléctrica afecta directamente a la red de distribución, y su operación y gestión se puede favorecer si la generación distribuida incide directamente en estas redes. Una adecuada planeación de la generación distribuida y de la red eléctrica debería permitir minimizar los problemas de evacuación de la energía generada y mejorar la operación y gestión de la red de distribución. El aumento de la generación distribuida debería mejorar: El control de la potencia reactiva y de las tensiones, aumentar la garantía de potencia en simbiosis con sistemas de almacenamiento, reducir las pérdidas de la red eléctrica, descongestionar las redes de distribución y de transporte, aumentar la capacidad de evacuación. A su vez, se deberían evitar los siguientes problemas: El incremento de las intensidades de cortocircuito, inestabilidad del sistema y los efectos de la aleatoriedad de algunas fuentes renovables. El primer problema que había que abordar era determinar el modelado adecuado de los principales elementos de la red para que se reflejara la aleatoriedad de las fuentes renovables, sus implicaciones en las fuentes convencionales y en unos posibles sistemas de almacenamiento. El modelo utilizado en este trabajo resuelve este problema y además admite una extensión del modelo que permitirá mejorar las características que todavía no han sido posible considerar. Una vez determinado el modelado, se han probado distintas formulaciones en MATLAB para ver cuál se adaptaba mejor al problema y para facilitar la ampliación del modelo.

Palabras Clave: Optimización, generación distribuida, programación lineal, energías renovables.

Introducción

Los modelos de planeación centralizada de energía y sus enfoques ya han sido largamente estudiados en la literatura técnica. El concepto de una planeación descentralizada de la energía, es un nuevo concepto con numerosas aplicaciones en redes con generación distribuida. Diferentes modelos y enfoques se han desarrollado en todo el mundo. Principalmente estos modelos tienen dos enfoques: Modelos de planeación de redes eléctricas y modelos de planeación energética. Los modelos de redes eléctricas se centran en el

¹ Universidad Autónoma de Ciudad Juárez.

modelado de la red y simplifican el tratamiento que se da a los generadores. Los modelos que consideran la generación distribuida que están más desarrollados son los modelos de planeación energética, que están basados en un balance energético entre la generación y la demanda. Estos modelos tienen modelos de generación renovable más sofisticados y en cambio no se considera la red eléctrica. En nuestro caso, nos interesan los modelos de redes eléctricas, pero a su vez debemos considerar aspectos de la generación renovable modelados en los modelos energéticos. En [N. M. Ijumba], se analiza el problema de la caída de tensión en las redes de distribución existentes debida al incremento de la carga. La solución analizada consiste en introducir pequeñas fuentes en áreas rurales de forma que sea posible mantener la tensión de la red en niveles próximos al 95% de su valor y con una eficiencia de un 97%. Dicha solución permite el aumento de la carga hasta valores de un 200%. Un modelo óptimo de planeación de redes de distribución en media tensión es presentado [Nahman, 1997]. El modelo incorporó costos de explotación e inversión debidos a la energía no entregada a la carga. La política óptima de inversión fue determinada utilizando una técnica de programación de restricciones dinámica la cual indica la mejor selección posible mientras tiene en cuenta todos los criterios técnicos más relevantes y las reglas de sentido común. En [Towito, 2006], se han centrado más en el estudio de la operación de la red, en este trabajo se puede ver la simulación de la operación de la generación eléctrica de un parque eólico conectado a la red. La carga es conectada a la mitad de la línea de transmisión que conecta la red con el parque eólico. El parque eólico es equipado con un generador de inducción doblemente alimentado. Las condiciones son: velocidad del viento cercana a cero, velocidad del viento nominal, carga cercana a cero y carga nominal. Esta conexión mejora el perfil de tensión de la red de potencia, debido a la capacidad del DFIG para suministrar potencia

reactiva a la red. En [Papadopoulos, 2006] se analizan los diferentes aspectos que se deben tener en cuenta para optimizar un sistema descentralizado de energía basado en un enfoque interdisciplinar: técnico, financiero, medioambiental y social. Dicha optimización requiere un estudio de las características del lugar: localización, morfología y condiciones climáticas. Además de las características técnicas de la red, las restricciones económicas y sociales. Este enfoque obtiene un número de soluciones alternativas mediante el método de análisis multicriterio. [Grubb, 1993] menciona que ningún modelo trata con situaciones futuras, inevitablemente solo se hace uso de estimaciones y suposiciones las cuales podrían o no podrían ser válidas bajo ciertas circunstancias, pero al mismo tiempo su aplicación inevitablemente será incierta. El modelo maximiza la cantidad de producción neta de energía en el horizonte del año 2010-2011 para India, también considera restricciones medioambientales. [Luhanga, 1993] presentó una implementación de un modelo alternativo de energía a largo plazo para un área rural en Tanzania a través del uso de modelos de optimización en combinación con un modelo de predicción. La utilización de la energía del viento en un modelo de energía renovable óptimo, que fue estudiado por [Iniyani, 1998]. El modelo minimiza la eficiencia del costo y encuentra la óptima localización de diferentes fuentes renovables de energía para varios usos finales. Las restricciones utilizadas en el modelo son: el nivel de aceptación social, el límite de recurso disponible, la demanda y la. [Nakata, 2005] utilizó un modelo de optimización para estudiar formas eficientes para integrar sistemas de energía renovable para proveer electricidad y calor al sector rural de Japón. El modelo provee un costo mínimo de la configuración del sistema y operación, tomando en cuenta la disponibilidad y demanda de energía hora por hora. En el modelo, la energía renovable fue provista por una combinación de energía eólica,

fotovoltaica y biomasa; el calor requerido fue suministrado por petróleo, gas líquido y bombas de calor geotérmicas. [Malik, 1997] revisó los planes de energía en India a diferentes niveles. Ellos utilizaron una técnica de programación lineal mixta entera (MILP). Mostraron como el modelo puede ser escalable para obtener una mezcla óptima de recursos energéticos y tecnologías para el distrito Wardha en India. [Nagel, 2000] utilizó MILP para determinar una estructura de suministro de energía económica basado en biomasa, el campo de esta aplicación fue el área rural. Las influencias de diferentes parámetros sobre el objetivo fueron analizadas definiendo escenarios y haciendo análisis de sensibilidad. Los resultados mostraron que los precios de la energía tienen una gran influencia sobre la economía. [Zeftawy, 1991] utilizó una técnica de programación no lineal para optimizar la combinación de energía eólica con motores diésel para satisfacer la demanda energética. La técnica fue aplicada numéricamente para seleccionar el modelo más económico de entre las diferentes máquinas eólicas para su instalación en un lugar de Egipto sobre la costa mediterránea. El sistema de

generación óptima diésel-viento fue construido en una aldea del lugar considerado. En [Keane, 2005] se realiza la formulación de un modelo de planificación energética, con la finalidad de ayudar en la selección de la localización y del tipo de fuentes renovables que son apropiadas para una determinada región. El modelo HSWSO (Hybrid Solar-Wind System Optimization Sizing), [Hongxing, 2007] optimiza el tamaño de diferentes componentes de un sistema híbrido compuesto por generación eléctrica solar, eólica, y un banco de baterías. Consiste de tres partes: el modelo de cálculo de las pérdidas, el modelo de cálculo de la probabilidad de falta de suministro de energía (LPSP) y el modelo del cálculo del costo de la energía. Esta optimización tiene dos objetivos contrapuestos: la minimización del costo y de los efectos medioambientales. Para simplificar el problema, las necesidades son clasificadas en dos secciones: electricidad y necesidades de energía térmica. La electricidad debe ser satisfecha con el uso de sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores y con los sistemas convencionales existentes.

Desarrollo

A continuación, se describe el modelo de los diferentes componentes del sistema de potencia:

Modelo de la carga. La carga varía día a día, pero para propósitos de diseño las características de la carga son un dato de entrada y debe ser modelada convenientemente para considerar la situación más crítica del periodo de planificación. Por tanto: La capacidad de generación instalada debe soportar la demanda con fiabilidad, durante este periodo las fuentes de energía instaladas deben generar la cantidad de energía necesaria para la carga, al mismo tiempo dicha generación debe ser suficientemente flexible, para satisfacer la

potencia mínima demandada en todo momento (independientemente del comportamiento de la generación renovable). Está claro que, si el suministro del sistema debe satisfacer estos requerimientos, es importante conocer bien las variaciones de la carga.

Modelo de las fuentes renovables. Para este modelo solamente se incluyen los costos de instalación, ya que prácticamente los costos de operación y mantenimiento son mínimos y el recurso utilizado en el caso de la energía solar, energía eólica o energía hidráulica, lo cual es mostrado en la ecuación 1.

$$f_{rn} = \sum_{i \in \Omega_m} (R_{rn,i} K_{rn,i} N_{rn,i}) \quad (1)$$

Donde:

$R_{rn,i}$ tasa de descuento para fuentes renovables.

$K_{rn,i}$ costo de inversión para fuentes renovables por unidad.

$N_{rn,i}$ capacidad instalada de fuentes renovables.

$$E_{rn,i} = N_{rn,i} F \tau$$

Donde:

F factor de capacidad para fuentes renovables.

$t_{rn} = F \tau$ promedio de duración que se asume para un problema dado en el cual las unidades de fuentes renovables se encuentran disponibles. La máxima capacidad que se puede instalar en fuentes renovables se limita en el modelo a través de la siguiente desigualdad:

$$N_{rn,i} \leq N_{rn\max,i} \quad i \in \Omega_{rn}$$

Donde $N_{rn\max,i}$ es el límite máximo para las fuentes renovables en el nodo i .

Modelo de las fuentes convencionales. En este modelo es necesario incluir los costos de instalación y costos de operación; ya que el costo de los combustibles representa el costo del recurso de este tipo de plantas generadoras, así como los costos de mantenimiento que debe de ser periódico, para obtener el máximo rendimiento de las máquinas durante la vida útil de las mismas

$$f_c = \sum_{i \in \Omega_c} (R_{ci} K_{ci} N_{ci} + K_{fi} E_{ci})$$

Donde:

E_{ci} Energía generada por fuente convencional

N_{ci} Capacidad instalada de fuente convencional

R_{ci} Tasa de descuento para fuente convencional

K_{ci} Costo fijo de fuente convencional por unidad

$N_{c1,i} N_{c2,i} N_{c3,i}$ Flujo de potencia de fuente convencional.

K_{fi} Costo del combustible para fuente convencional

Ω_c Conjunto de fuentes convencionales.

La máxima capacidad que es posible instalar para unidades convencionales se incluye en el modelo a través de la siguiente desigualdad:

$$N_{c,i} \leq N_{c\max,i} \quad i \in \Omega_c$$

Dónde: $N_{c\max,i}$ es el límite máximo para fuente convencional en el nodo i .

Las fuentes convencionales deben tener suficiente capacidad de potencia para generar toda la energía requerida durante el periodo τ , ya que no se puede depender de las fuentes renovables, debido a que son fuentes intermitentes.

Modelo de las líneas de conexión. Los costos de las líneas de conexión tienen en cuenta costes de inversión y de operación. Los costos de inversión son debidos a la inversión de la instalación y son proporcionales al máximo flujo de potencia. Los costos de operación a las

pérdidas por efecto Joule y se asume que son proporcionales a los flujos de potencia que circulan, o a la capacidad instalada por la línea, por lo tanto, la función de costo resultante está dada por:

$$f_l = \sum_{ij \in \Omega_l} [R_l K_{lij} l_{ij} P_{cij} + \sum_{t=1}^3 Pd_{ltij} l_{ij} P_{ijt}]$$

Donde:

Ω_l Conjunto de líneas de conexión

R_l Tasa de descuento para líneas de conexión

K_{lij} Costo fijo por unidad de longitud y Flujo de potencia de la línea ij

l_{ij} Longitud de la línea de conexión.

P_{cij} Capacidad instalada de línea de conexión ij .

Pd_{ltij} Pérdidas de la línea ij por el efecto Joule.

P_{ijt} Flujo de potencia de la línea ij durante el periodo t

La capacidad máxima de las líneas de conexión se incluye en el modelo mediante su límite máximo $P_{\max ij}$ para cada posible nueva ruta ij

$$P_{cij} \leq P_{\max ij} \quad ij \in \Omega_l$$

Donde $P_{\max ij}$ es la capacidad máxima de la línea de conexión ij .

Descripción del Modelo

Para poder resolver el diseño de un sistema de distribución eléctrica con generación distribuida es necesario, como hemos visto, modelar la carga, las diferentes fuentes de energías (convencionales y renovables), así como las líneas de distribución. La formulación resultante con los modelos vistos es un problema de programación lineal, el cual se puede resolver mediante un software estándar de optimización. El modelo determina el tamaño óptimo y localización de todos los tipos de unidades de suministro de energía y de líneas de conexión. El modelo puede ser también fácilmente extendido para dar solución a la planeación de futuras cargas o plantas de generación, ya que el periodo de funcionamiento puede ser dividido en múltiples etapas. Para determinar una solución óptima es necesario encontrar una expansión alternativa que minimice el costo, incluyendo el costo de inversión y los costos de operación y mantenimiento. Obviamente deben ser satisfechos los criterios técnicos, modelados por medio de restricciones en el modelo. Cuando dentro del modelo se tiene en cuenta el almacenamiento se debe de considerar su efecto en el ahorro de combustible, en la disminución de inversiones en fuentes convencionales y/o líneas de conexión, y en las pérdidas evitadas en la red. En la formulación del modelo la función objetivo a minimizar es el costo de la red de distribución utilizando fuentes convencionales y fuentes renovables para generación de la potencia necesaria del sistema. Se incluyen unidades de almacenamiento, para tener energía cuando no estén presentes las fuentes generadoras, por lo tanto, la función objetivo será el sumatorio de todos los elementos del sistema. Hay que recordar que no se pierde generalidad por considerar todo el problema virgen.

La función a optimizar es:

$$\min f_x = cx$$

Sujeto a

$$Ax \leq b$$

Donde:

f_x = Costo total (función lineal)

c = Coeficientes de la función objetivo

x = Vector de variables del modelo

A = Matriz del conjunto de restricciones

b = Igualdad o desigualdad del conjunto de restricciones.

Función Objetivo

La función objetivo es la de los costos fijos y variables de todos los elementos del sistema.

$$f = f_c + f_{rn} + f_{sc} + f_l$$

Costo total (función lineal)

Donde:

$$f_c = \sum_{i \in \Omega_c} (R_{ci} K_{ci} N_{ci} + K_{fi} E_{ci})$$

$$f_{rn} = \sum_{i \in \Omega_{rn}} (R_{rn,i} K_{rn,i} N_{rn,i})$$

$$f_s = \sum_{i \in \Omega_{rn}} R_s (K_{e,i} E_{s,i} + K_{s,i} N_{s,i})$$

$$f_l = \sum_{ij \in \Omega_l} [R_l K_{lij} l_{ij} P_{cij} + \sum_{t=1}^3 P d_{ltij} l_{ij} P_{ijt}]$$

Conjunto de Restricciones

El conjunto de restricciones asegura que el conjunto de soluciones sea operacional y factible en el sentido de que la solución óptima obtenida satisfaga el conjunto de criterios técnicos.

Ecuaciones de balance de potencia

La primera ley de Kirchoff debe ser satisfecha para cada nodo del sistema de potencia, así que las condiciones del balance de potencia deben ser conocidas. Los requerimientos de la carga son entonces modelados por las siguientes ecuaciones, para cada nodo i .

$$\sum_{i \in \Omega_{rn,t}} N_{rn} + \sum_{i \in \Omega_{cs,t}} N_{cs} - \sum_t \sum_i \sum_{ij \in \Omega_{l,t}} P_{ijt} - \sum_{i \in \Omega_{L,t}} L_{nd} = 0$$

La energía demandada y las pérdidas en el sistema, durante el periodo τ , deben ser suministradas por las fuentes convencionales y renovables. Este requerimiento, de balance de

energía total, es indirectamente satisfecho por las restricciones existentes.

Limitaciones especiales

La máxima capacidad que es posible instalar de cualquier tipo de generación se incluye en el modelo a través de las siguientes desigualdades:

$$N_{rn,i} \leq N_{rn,max,i} \quad i \in \Omega_{rn}$$

$$N_{c,i} \leq N_{c,max,i} \quad i \in \Omega_c$$

Dónde: $N_{rn,max,i}$ y $N_{c,max,i}$ son los límites máximos para unidades convencionales y renovables en el nodo i . La potencia instalada y la capacidad de energía para fuentes de almacenamiento deben de estar también relacionadas. En este caso, sin embargo, las limitaciones son debidas a la nivelación de la carga. Sus valores deben ser mayores que lo

necesario para nivelar la carga. Las fuentes renovables son intermitentes. El factor de capacidad F da información del promedio de potencia disponible, pero es posible que las unidades renovables no estén disponibles durante el periodo τ . En este caso, las otras fuentes restantes deben suministrar la demanda. Esto significa que las fuentes convencionales deben tener suficiente capacidad para generar toda la energía requerida durante el periodo τ . La capacidad máxima de transporte de las líneas

de conexión $P_{\max ij}$ está incluida en el modelo para cada posible nueva ruta ij mediante la ecuación:

$$P_{cij} \leq P_{\max ij} \quad ij \in \Omega_t$$

Dónde: $P_{\max ij}$ es la capacidad máxima de la línea de conexión ij

Descripción del Modelo en MATLAB

La formulación dada al problema es lineal (LP) y puede ser resuelta con algún software estándar de optimización como el utilizado aquí, MATLAB. A continuación, se propone un pequeño problema en donde se lleva a cabo la aplicación de los modelos que se han explicado en apartados anteriores para la formalización

del problema de programación lineal de la integración de energías renovables en una red de distribución. La programación se realizará en MATLAB.

Caso de Estudio

La red en estudio se encuentra a 80 kms de Ciudad Juárez, en el estado de Chihuahua, México. El voltaje es de 23 kV, con cargas

dispersas a lo largo de la línea de distribución. El esquema de la línea existente se muestra en la figura 1.

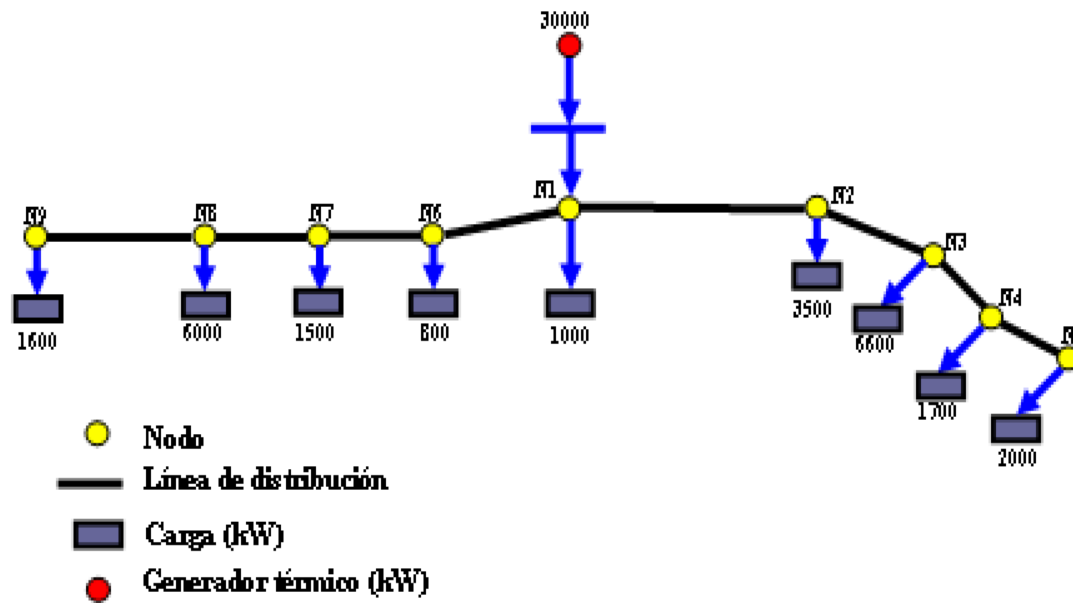


Figura 1. Red existente de 23 kV

Los parámetros de la red de distribución se muestran en la tabla 1.

	descripción de la carga	demanda máxima (kW)
nodo 1	Samalayuca	1000
nodo 2	Industria 1	3500
nodo 3	Industria 2	6600
nodo 4	Industria 3	1700
nodo 5	Ejido	2000
nodo 6	Rancho las víboras	800
nodo 7	Villa humada	1500
nodo 8	El sueco	6000
nodo 9	Ejido la rosita	1600

Tabla 1. Parámetros de la red de distribución

Los Parámetros de las líneas de distribución, que interconectan los nodos de carga, se muestran en la tabla 2.

Línea	r (Ohms)	x (Ohms)	Limite térmico (kW)
nodo 1 - nodo 2	0.322	0.226	15000
nodo 1 - nodo 6	1.127	0.791	15000
nodo 2 - nodo 3	0.5152	0.3616	15000
nodo 3 - nodo 4	0.7245	0.5085	15000
nodo 4 - nodo 5	0.322	0.226	15000
nodo 6 - nodo 7	0.644	0.452	15000
nodo 7 - nodo 8	1.288	0.904	15000
nodo 8 - nodo 9	0.483	0.339	15000

Tabla 2. Parámetros de las líneas de Distribución

Los parámetros de los generadores propuestos se muestran en la tabla 3.

1.1.1.1

Generador	Tipo	costo inversión (DlIs/kW)	costo o&m DlIs/kWh	potencia mínima (kW)	potencia máxima (kW)
Generador 1	Térmico	2000	0.062	0.0	2500
Generador 2	Térmico	2000	0.062	0.0	2300
Generador 3	Térmico	2000	0.062	0.0	6800

Generador 4	Térmico	2000	0.062	0.0	2000
Generador 5	Térmico	2000	0.062	0,0	4500
Generador 6	Térmico	2000	0.062	0.0	2000
Generador 7	Térmico	2000	0.062	0.0	3000
Generador 8	Térmico	2000	0.062	0.0	3000
Generador 9	Térmico	2000	0,062	0.0	4000
Generador 1	Renovable	1300	0.020	0.0	1300
Generador 2	Renovable	1300	0,020	0.0	1300
Generador 3	Renovable	1300	0.020	0.0	4000
Generador 4	Renovable	1300	0.020	0.0	4000

Tabla 3. Parámetros de Generadores

Resultados

Los resultados de la optimización del sistema eléctrico se llevan a cabo utilizando programación lineal (LP) y programación mixta entera (MIP), donde se debe de minimizar el costo del sistema y cuál es el efecto tanto económico y técnico al incluir fuentes renovables en el sistema de generación distribuida. Para comparar el efecto de la inclusión de generadores renovables en la red se plantean dos escenarios: el primero sin incluir generadores renovables y el segundo escenario donde son propuestos generadores renovables.

En el primer escenario se proponen generadores térmicos en los nodos 1, 2 y 3, como se muestra en la tabla 3. Al realizar la optimización se determina que en el nodo 1 se deben de instalar los tres generadores térmicos propuestos con la capacidad mostrada en la tabla 4, en el nodo 2 se deben instalar dos generadores térmicos con la capacidad mostrada en la tabla 4, y en el nodo 3 se deben instalar los tres generadores térmicos propuestos, con la capacidad mostrada en la tabla 4.

Nodo_1	Gen térmico 1	2500 kW
--------	---------------	---------

	Gen térmico 2	2300 kW
	Gen térmico 3	6100 kW
Nodo_2	Gen térmico 4	2000 kW
	Gen térmico 6	1600 kW
	Gen térmico 7	3000 kW
Nodo_3	Gen térmico 8	3000 kW
	Gen térmico 9	4000 kW

Tabla 4. Optimización sin Generación Renovable

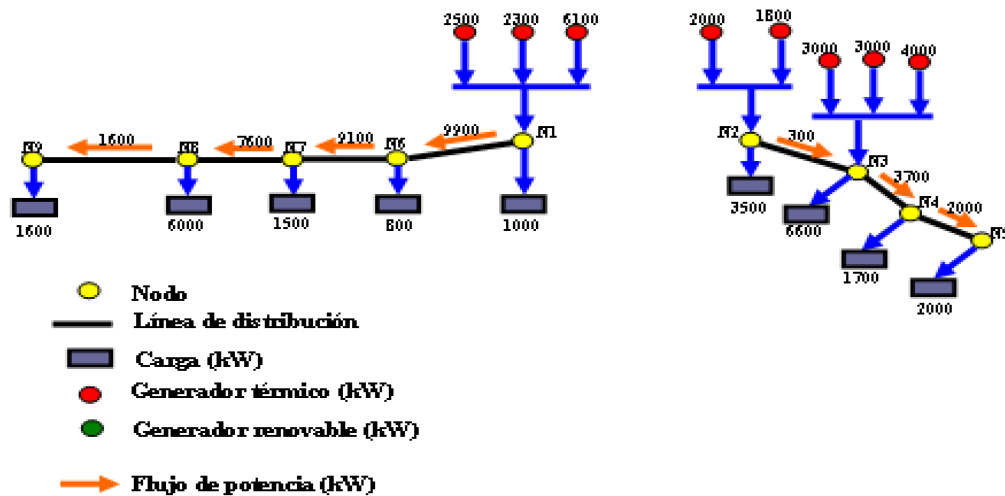


Figura 4. Optimización de la red sin incluir generadores renovables

Se realiza la optimización, con la propuesta de incluir generadores renovables (eólicos, los datos son mostrados en el Anexo 1). En la tabla 5 se muestra la localización y capacidad óptimas de generadores térmicos y generadores renovables. Se puede observar la participación de generadores a base de energías renovables.

	Gen térmico 1	2500 kW
Nodo_1	Gen térmico 2	2300 kW
	Gen térmico 3	500 kW

	Gen térmico 4	2000 kW
Nodo_2	Gen térmico 6	500 kW
	Gen renovable 1	1000 kW
	Gen térmico 7	2300 kW
Nodo_3	Gen térmico 8	3000 kW
	Gen térmico 9	4000 kW
	Gen renovable 2	1000 kW
Nodo_7	Gen renovable 3	4000 kW
Nodo_9	Gen renovable 4	1600 kW

Tabla 5. Optimización de la red incluyendo Generadores renovables

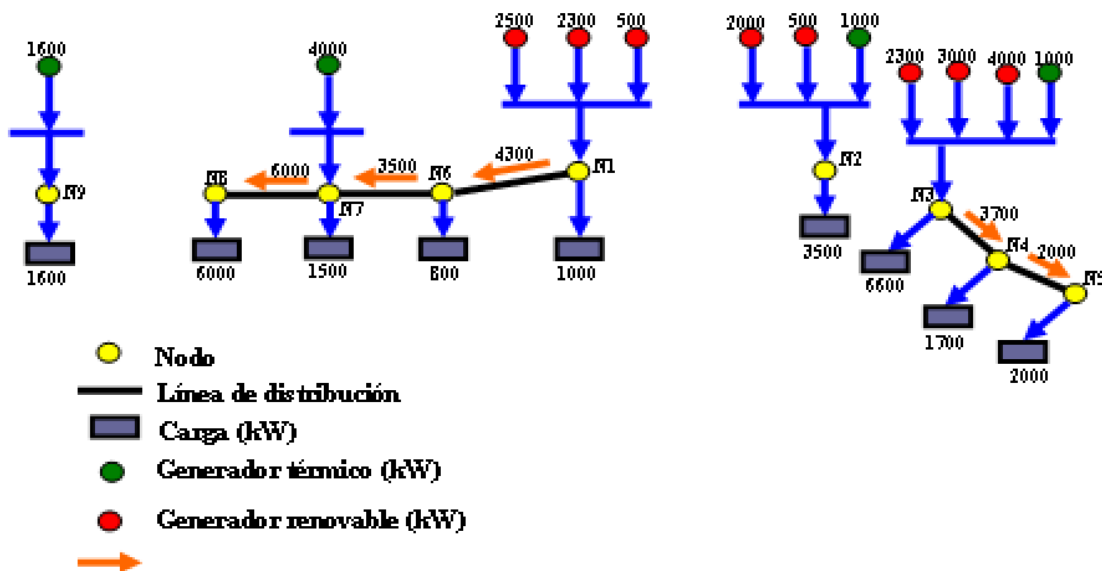


Figura 5. Optimización de la red incluyendo generadores renovables

Conclusiones

Se ha descrito el modelado de un sistema de potencia, donde se incluyen no solamente fuentes de energía convencionales, sino que también se incluyen fuentes de energía renovable. Para la resolución del problema de programación lineal al que hemos llegado se ha utilizado el lenguaje MATLAB. Se puede observar en los resultados de la optimización, la

inclusión de generadores renovables tiene poca participación, esto es debido a que el costo de estas tecnologías es alto, y también debido a la aleatoriedad del potencial primario, en este caso el viento. Con la integración de fuentes de generación distribuida en las redes eléctricas se obtienen beneficios, tales como, disminución de pérdidas eléctricas debido al efecto Joule, ya que la generación se realiza cercana al sitio de donde se encuentran las cargas. Así mismo, ya

no es necesario instalar todas las líneas de la red, lo cual minimiza el costo y el impacto ambiental que ocasionan las líneas de distribución. El uso de generadores renovables impacta directamente en la disminución de emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) a la atmosfera. Conforme se avance con el aumento en la eficiencia de los aerogeneradores, se tendrá una mayor participación de los mismos en las redes de distribución.

Referencias

[N.M. Ijumba]. Application of distributed generation in optimized design and operation of rural power supply networks. Department of Electrical Engineering. University of Durban-Westville Private Bag X W I Durban-4000

[Keane, 2005]. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 3, 2005.

[Towito, 2006]. Case Study: Electric Wind Farm with Doubly Fed Induction Generators. 2006 IEEE 24th Convention of Electrical and Electronics Engineers in Israel

[Papadopoulos, 2006]. Application of the multi-criteria analysis method Electre III for the optimisation of decentralised energy systems. www.elsevier.com/locate/omega

[Hongxing, 2007]. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. Solar Energy 81 (2007) 76–84. www.elsevier.com/locate/solener

[Grubb, 1993]. The cost of limiting fossil-fuel CO₂ emissions: a survey and analysis. Ann Rev Energy Environ, Ann Rev, California 1993; 18.

[Luhanga, 1993]. Optimisation in computerized energy modelling for Tanzania Energy 1993; 18:1171–9.

[Iniyan, 1998]. Effect of wind energy system performance on optimal renewable energy model- an analysis. Renew Sustain Energy Rev 1998; 2:327–44.

[Nakata, 2005]. Design for renewable energy systems with application to rural areas in Japan. Energy Policy 2005; 33(2):209–19.

[Nahman, 1997]. Optimal planning of rural medium voltage distribution networks. Electric Power Energy Systems 1997; 19(8):549–56.

[Malik, 1997]. Data extrapolation techniques for energy systems planning. Energy Conver Manage 1997; 38(14):1459–74.

[Nagel, 2000]. Determination of an economic energy supply structure based on biomass using a mixed-integer linear optimization model. Ecol Eng 2000; 16(1):91–102.

[Zeftawy, 1991]. Optimal planning of wind–diesel generation units in an isolated area. Electric Power Systems Res 1991; 22(1):27–33.