

1-1-2018

## Variaciones en los costos de la expansión de sistemas de transmisión debido a incertidumbres en la generación eólica

Juan Sebastián Torres Pedraza  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Follow this and additional works at: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica)

---

### Citación recomendada

Torres Pedraza, J. S. (2018). Variaciones en los costos de la expansión de sistemas de transmisión debido a incertidumbres en la generación eólica. Retrieved from [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/164](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/164)

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact [ciencia@lasalle.edu.co](mailto:ciencia@lasalle.edu.co).

**VARIACIONES EN LOS COSTOS DE LA EXPANSIÓN DE  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEBIDO A INCERTIDUMBRES  
EN LA GENERACIÓN EÓLICA**



**Juan Sebastián Torres Pedraza**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BOGOTÁ D.C.  
2018**

**VARIACIONES EN LOS COSTOS DE LA EXPANSIÓN DE  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEBIDO A INCERTIDUMBRES  
EN LA GENERACIÓN EÓLICA**

**Juan Sebastián Torres Pedraza**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero Electricista**

**Director**

**M.Sc. Geovanny Alberto Marulanda García**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BOGOTÁ D.C.  
2018**

Nota de Aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bogotá D.C. febrero 2018,

***Dedicatoria...***

*A mi abuela Ana Belén,  
gracias por ser un ejemplo para mi vida.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Deseo agradecer a mi director, Geovanny Alberto Marulanda, por su constante acompañamiento e interés en la elaboración de este proyecto. Con sus recomendaciones se fue dando forma a lo que hoy se concibe en este trabajo. Su experiencia como ingeniero y como persona ha sido para mí un referente significativo en la culminación exitosa del mismo.

Al Ingeniero Carlos Adrián Correa, por sus orientaciones y sugerencias iniciales, las cuales fueron importantes para el desarrollo de esta investigación. También, al ingeniero Andrés Felipe Panesso, quien fue fundamental en mi formación académica y en general a todos los docentes que asistieron este proceso.

A mi padre Álvaro Rafael, mi madre Luz Marina, mi hermana Johanna Paola; por su apoyo incondicional y afecto infinito. Por ser quienes me impulsan a seguir creciendo intelectualmente y como ser humano. Debo agradecer también a mi Tía Myriam, por su colaboración en todo momento. A Andre, por brindarme su afecto, paciencia y cuidados.

A mis gatos Zeus, Galois, Haru y Khaleesi, quienes me acompañaron cada noche.

Finalmente, a mis amigos de la vida de Mazuren y Jazz House, quienes hicieron más amena esta experiencia. Sin ustedes seguramente me hubiera graduado antes...

## ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
I. INTRODUCCIÓN.....	9
II. METODOLOGÍA.....	10
III. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	12
IV. CONCLUSIONES.....	15
V. REFERENCIAS.....	15
VI. APÉNDICE.....	17

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Características técnicas aerogenerador Nordex N60/1300 kW.....	11
Tabla 2 Velocidad promedio en zona norte y sur en m/s.....	11
Tabla 3 Comparación de costos generación eólica 25MW y sin inclusión de energía eólica nodo 2.....	14
Tabla 4 Comparación de costos generación eólica 37 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 2.....	14
Tabla 5 . Comparación de costos de generación eólica 60 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 2.....	13
Tabla 6 Comparación de costos generación eólica 25 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 4.....	13
Tabla 7 Comparación de costos generación eólica 37 MW, 60 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 4.....	13
Tabla 8 Costos contra unidades generadoras (nodo 93.) Zona Sur.....	14
Tabla 9 Costos contra unidades generadoras (nodo 42.) Zona Norte.....	14



## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Sistema Garver inicial.....	12
Figura 2 Sistema Eléctrico colombiano.....	13
Figura 3 Zona sur (Guaviare) del sistema eléctrico colombiano.....	14
Figura 4 Costos contra unidades generadoras (nodo 93) Zona Sur (Guaviare).....	14
Figura 5 Zona norte (Guajira) del sistema eléctrico colombiano.....	14
Tabla 6 Costos contra unidades generadoras (nodo 42) Zona norte (Guajira).....	14

# VARIACIONES EN LOS COSTOS DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEBIDO A INCERTIDUMBRES EN LA GENERACIÓN EÓLICA

Juan Sebastián Torres Pedraza

Ingeniería Eléctrica, Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia  
juanstorres03@unisalle.edu.co

**Resumen**— En este documento se evalúan las variaciones en los costos de la expansión de sistemas de transmisión debidos a la incertidumbre en la generación eólica. Para modelar la incertidumbre se ha considerado la función de distribución de probabilidad Weibull reportada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y a partir de estos datos se han recreado distintos escenarios de inclusión de generación eólica. El sistema de Garver de 6 nodos ampliamente utilizado en la literatura y el sistema eléctrico colombiano de 93 nodos. Por otro lado, para el modelado del problema de planeamiento de la red de transmisión se emplea el modelo lineal disyuntivo. Los resultados presentan el planeamiento para diferentes valores de generación, así como para dos ubicaciones dentro del territorio colombiano. Los resultados muestran que incluir generación eólica en la red podría reducir los costos de la expansión de la red de transmisión.

**Palabras clave**— modelo lineal disyuntivo, generación eólica, costos, planeamiento de la red a largo plazo.

**Abstract** — This paper evaluates the cost variation of the transmission system expansion cost variation due to the uncertainty in wind generation. To model the uncertainty, we have considered the Weibull probability distribution function reported by the Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies (IDEAM). Different wind generation inclusion scenarios have been recreated from this data. The Garver system of 6 nodes widely used in the literature and the Colombian electrical system of 93 nodes. On the other hand, for the modeling of the planning problem of the transmission network, the disjunctive linear model has been used. The results present the planning for different generation values, as well as for two locations within the Colombian territory. The results show that including wind generation in the network could reduce the costs of the expansion of the transmission network.

**Keywords**— disjunctive linear model, wind generation, costs, long-term network planning.

## I. INTRODUCCIÓN

**D**urante los últimos años, el desarrollo tecnológico en la implementación de sistemas de generación eléctrica ha

sugerido un desplazamiento de las formas convencionales, en tanto estas se consideran una de las fuentes de las problemáticas ambientales actuales dentro del sector eléctrico. [1] En ese sentido, uno de los recursos renovables con mayor acogida y crecimiento a nivel mundial, es sin lugar a duda el eólico. Frente a las posibles ventajas como son la reducción de emisiones de CO<sup>2</sup> y el hecho que es una fuente de energía inagotable, su disponibilidad y comportamiento suelen ser impredecibles, lo cual, lo ubica en una posición desfavorable al no ajustarse a los niveles de confiabilidad de la red convencional. Pese a ello, gobiernos e instituciones han centrado sus esfuerzos en desarrollar estrategias que permitan potencializar y mejorar la oferta de energía eólica [2].

La incorporación de estos sistemas de carácter renovable, implica una serie de estudios detallados sobre las características del recurso, especialmente de la zona donde se desea implementar [3]. Los diferentes modelos y probabilidades que se derivan del estudio de los vientos son parte fundamental para caracterizar el fenómeno y fortalecer la confianza en este tipo de generación eléctrica. Por otro lado, el problema de planeamiento de sistemas de transmisión se aborda en distintos trabajos desde el punto de vista del modelado matemático, es importante elegir dicho modelo para que represente de manera adecuada el planeamiento, y que con la técnica elegida exista una solución factible con esfuerzos computacionales admisibles [4].

En [5] se presenta un algoritmo para resolver el problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión cuando se considera generación eólica a gran escala, además se incluye las variaciones del viento e incertidumbre en la demanda, por lo que, el planeamiento se resuelve mediante un modelo no lineal entero mixto, usando un algoritmo genético Chu-Beasley validado en 3 diferentes sistemas que son: el Garver de 6 nodos, el RTS IEEE de 24 nodos y el sistema brasileño de 46 nodos; obteniendo una metodología con alto índice de rendimiento y

bajo consumo computacional debido a la lógica implementada por los autores y comparado con otros esquemas basados en reducción de escenarios.

El modelado de las características especiales de las fuentes renovables influye en un plan de expansión óptimo. Por su parte, En [6] se presenta una metodología para el planeamiento de la expansión de la red de transmisión a largo plazo, que incorpora costos asociados a las plantas de energía eólica. Particularmente, los autores modelan el planeamiento como un problema lineal entero mixto en el que el impacto y variabilidad del recurso eólico son tomados en cuenta. También se incluye en las restricciones un parámetro denominado Loss of Load Expectation (LOLE, por sus siglas en inglés). Bajo esta metodología se concluye que al incluir esta restricción de condición de reserva de energía eólica se logra un plan de inversión óptimo, por lo cual no es recomendable ignorar dicha restricción.

En [7], se demuestra que es posible realizar un análisis del impacto de la generación eólica en el planeamiento considerando el modelo lineal disyuntivo, que permite resolver el planeamiento de la red a largo plazo, utilizando menos recursos computacionales y obteniendo una respuesta igual a la obtenida con el modelo DC, permitiendo hacer un análisis con inclusión eólica del sistema eléctrico colombiano.

Este documento está organizado de la siguiente manera: en la sección II, se presenta la metodología empleada en el planeamiento de la red de transmisión a largo plazo y se realiza el modelado eólico del sistema. En la sección III se muestran los resultados obtenidos, así como el análisis de estos. Finalmente, en la sección IV se plantean las conclusiones correspondientes a este estudio.

## II. METODOLOGÍA

Para analizar las variaciones en los costos de la expansión de sistemas de transmisión debido a la inclusión de energía eólica, se plantean en este trabajo dos etapas principales. En la primera, se establece el modelo lineal disyuntivo como modelo matemático para realizar el planeamiento de la red y en la segunda se realiza un modelado de dos diferentes escenarios eólicos para diferentes zonas geográficas del país, zona sur y zona norte, esto mediante la estimación de la velocidad promedio del viento en el atlas de viento colombiano suministrado por el IDEAM.

### 1. Modelo lineal disyuntivo.

El modelo lineal disyuntivo es una modificación del modelo DC que es el modelo más ampliamente usado en los problemas de expansión de la red de transmisión eléctrica. Es un problema

de programación no lineal entero mixto (PNLMI) lo que lo lleva a tener una desventaja en cuanto a consumo de recurso computacional se refiere, convertirlo en un problema lineal entero con variables binarias, ese recurso computacional se reduce lo que lo hace ideal para desarrollar el planeamiento de la red. Cabe resaltar que la solución óptima en los dos modelos es exactamente la misma [7]. El modelo lineal disyuntivo se describe en las ecuaciones (3) a (11) [4].

$$\min v = \sum_{(i,j)} C_{ij} Y_{ij} + \alpha \sum_{k \in \Gamma} r_k \quad (1)$$

s.a

$$S_0 f^0 + S_1 f^1 + g + r = d \quad (2)$$

$$f_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0 (\theta_i + \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \quad (3)$$

$$f_{ij}^1 - \gamma_{ij}^1 (\theta_i + \theta_j) \leq M(1 - y_{ij}) \quad (4)$$

$$f_{ij}^1 - \gamma_{ij}^1 (\theta_i + \theta_j) \geq -M(1 - y_{ij}) \quad (5)$$

$$|f_{ij}^0| \leq \bar{t}_{ij} \quad (6)$$

$$|f_{ij}^1| \leq \bar{f}_{ij} y_{ij} \quad (7)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (8)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (9)$$

$$y_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_T \quad (10)$$

$$f_{ij}^0, \quad f_{ij}^1, \quad \theta_j \quad \text{irrestringidos} \quad (11)$$

Donde:

$C_{ij}$ : Costo de cada circuito en el corredor  $i - j$ .

$Y_{ij}$ : Línea candidata en nodo. Variable binaria. 1 para adición, 0 para no adición de la línea candidata.

$S_0$ : Matriz de incidencia nodo rama de circuitos existentes, variables binarias.

$S_1$ : Matriz de incidencia nodo rama de circuitos candidatos, variables binarias.

$f^0$ : Flujo de potencia activa en la línea existente.

$f^1$ : Flujo de potencia activa en la línea candidata.

$\theta_i$ : Ángulo en el nodo  $i$ .

$\theta_j$ : Ángulo en el nodo  $j$ .

- $\Omega_1$ : Subconjunto de circuitos candidatos a ser adicionados.
- $\Omega_T$ : Subconjunto de nodos que tienen demanda.
- $M$ : Parámetro de valor muy grande.
- $f_{ij}^0$ : Valor de flujos de potencia de los circuitos existentes  $i - j$ .
- $f_{ij}^1$ : Valor de flujos de potencia de los circuitos candidatos  $i - j$ .
- $g$ : Vector de generación.
- $r$ : Vector de generadores ficticios.
- $\alpha$ : Factor de penalización.
- $d$ : Demanda en nodos.
- $t$ : Valor de delimitación para la potencia línea candidata.

La ecuación (1) representa la función objetivo en términos de costos y líneas candidatas con la adición de vector de generadores ficticios por una variable que representa el valor de penalización. La ecuación (2), representa la primera ley de Kirchhoff para el sistema. La ecuación (3) establece la segunda ley de Kirchhoff para cada circuito existente. Las ecuaciones (4) y (5) representan las restricciones para adición de líneas. Las ecuaciones (6) y (7) delimitan el valor del flujo través de los circuitos existentes. Las ecuaciones (8), (9) y (10) se expresan los límites de flujo para líneas existentes, líneas candidatas, generación y generación ficticia, respectivamente.

## 2. Modelado del viento.

Para el modelado de la energía eólica se tuvieron en cuenta dos etapas. En la primera etapa, se definen las características técnicas de las unidades de generación que posteriormente se incluirán en el planeamiento de la red de transmisión. En la segunda se hace un análisis de vientos que permitirá hacer un promedio anual para dos zonas de la geografía nacional, y por último de los datos obtenidos en las dos primeras etapas se obtendrán los valores finales de potencia que se emplearán en los sistemas de prueba para generación eólica en los diferentes casos de estudio.

### 2.1 Características técnicas de la unidad aerogeneradora.

Las unidades generadoras se asumieron de manera similar a las que existen actualmente en Jepirachi [6], donde los aerogeneradores tienen las características técnicas que se muestran en la tabla 1.

NORDEX N60/1300 kW	
Número de aspas	3
Velocidad del rotor	12.8/19.2 RPM
Diámetro del rotor	60 m
Altura de la torre	75 – 100 m

Tabla 1. Características técnicas aerogenerador Nordex N60/1300 kW

### 2.2 Análisis vientos. IDEAM

Se recogen datos anuales de velocidad de viento a una altura de 80 metros, por desviación estándar según Weibull del IDEAM, en dos zonas específicas de la geografía nacional. En la zona norte se eligió el departamento de la Guajira donde la velocidad promedio anual es de 10.3 m/s. A su vez en la zona sur, se eligió el departamento del Guaviare con 8.3 m/s. Los datos completos por meses se presentan en la tabla 2.

Mes	V (m/s) Guajira	V (m/s) Guaviare
Enero	10.5	8.5
Febrero	9.5	7.5
Marzo	11.5	9.5
Abril	10.5	8.5
Mayo	10.5	8.5
Junio	12.5	10.5
Julio	13.5	11.5
Agosto	10.5	8.5
Septiembre	7.5	5.5
Octubre	7.5	5.5
Noviembre	10.5	8.5
Diciembre	9.5	7.5
<b>Promedio</b>	<b>10.3</b>	<b>8.3</b>

Tabla 2. Velocidad promedio en zona norte y sur en m/s

### Potencia generada en función del tiempo

La potencia del viento se describe con la siguiente ecuación:

$$P = n * \frac{1}{2} * \rho * v^3 * \pi * r^2 \quad (12)$$

En donde:

$P =$  . Potencia del viento medida en W.

- $n$  = Número de unidades aerogeneradoras.
- $\rho$  = Densidad del aire seco = 1.225 medida en  $\text{kg/m}^3$
- $v$  = Velocidad del viento medida en m/s
- $r$  = Radio del rotor medido en metros.

La generación eólica se modela en el planeamiento de acuerdo a los datos de velocidad de viento presentados en la tabla 2. Después aplicando la ecuación (12) dichos datos se presentan en términos de potencia, lo que permite incluir dicho valor para los diferentes nodos de los sistemas de prueba. De manera similar para el segundo caso de prueba la incertidumbre también se evalúa por localización como se ve en la tabla 2 para dos ubicaciones específicas del territorio nacional.

### III. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para analizar el efecto de la incertidumbre en el proceso de la planeación de la red se utilizó el modelo lineal disyuntivo, programado en una interfaz de GAMS (24.4.6) y MATLAB (R2016b). GAMS (General Algebraic Modeling System) es un software ampliamente utilizado para el modelado de problemas de optimización principalmente de procesos industriales. En este caso se emplearán para desarrollar el modelo lineal disyuntivo con el fin de obtener el mejor planeamiento posible de acuerdo a las restricciones propias del modelo. Por su parte en MatLab se programa una interfaz que permite la integración de la información suministrada por GAMS y la de las matrices propias de cada uno de los casos de estudio almacenada en EXCEL.

Para alcanzar los objetivos de este trabajo se plantearon dos sistemas de prueba. El primero es el sistema de 6 barras de Garver, que se presenta en la figura 1. Para este sistema se plantean tres escenarios distintos de generación eólica, uno máximo de 6,7 MW, uno medio de 3,7 MW y uno mínimo con 2,5 MW de generación disponible. Los nodos donde se asume inclusión de generación eólica son aquellos en los cuales no había generación, para este sistema, esto es, los nodos 2 y 5, los resultados se presentan del caso 1.1 al 1.5. Las características completas del sistema se presentan en el Apéndice A.

El segundo sistema de prueba es el sistema eléctrico colombiano de 93 nodos. Este sistema se divide en dos zonas, donde se analiza el planeamiento incluyendo generación eólica en algunos nodos que no tienen generación, subdivididas en dos zonas. La zona A, cuyo nodo de inclusión de generación eólica será el nodo 93 y la zona B cuyo nodo de generación eólica es el nodo 42.

También se analizan los costos del planeamiento contra el número de unidades ubicadas, por el modelo lineal disyuntivo se obtienen figuras que permiten analizar el comportamiento de los costos en las diferentes zonas planteadas del sistema eléctrico colombiano.

#### Caso 1 Sistema Garver sin inclusión eólica

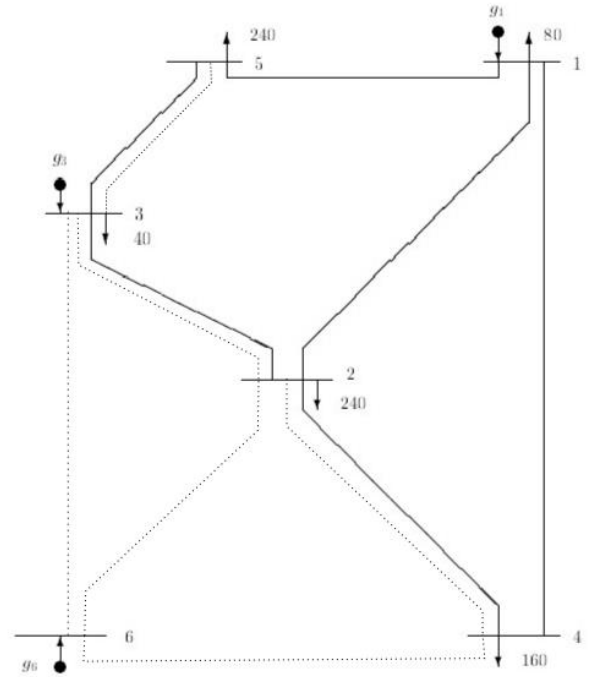


Figura 1. Sistema Garver inicial, modificado de [8].

Para el sistema de Garver de 6 nodos se ejecuta el programa por el modelo lineal disyuntivo, para este caso sin inclusión de generación eólica obteniendo 5 líneas adicionales con un costo de 150.000 USD. El valor del costo y las líneas adicionales que se obtienen en esta iteración servirán de punto de comparación con los otros casos planteados con inclusión de energía eólica.

#### Caso 1.1: Sistema Garver con generación eólica de 25MW.

Los resultados obtenidos para el caso 1.1 se presentan en la tabla 3. Sistema Garver 6 nodos, con generación eólica equivalente a 25 MW en el nodo 2.

LÍNEA	G.E. 25 MW	NO EÓLICA
2-3	1	-
2-4	2	1
2-6	-	3
3-5	-	1
4-6	-	-
<b>COSTOS</b>	80.000 USD	150.000 USD

Tabla 3. Comparación de costos generación eólica 25MW y sin inclusión de energía eólica nodo 2.

Con generación eólica de 25 MW se dejan de incluir en el planeamiento 2 líneas lo que supone un ahorro de 70.000 USD en comparación con el escenario sin generación eólica.

*Caso 1.2: Sistema Garver con generación eólica de 37 MW*

Los resultados obtenidos para el caso 1.2 se presentan en la tabla 4. Sistema Garver 6 nodos, con generación eólica de 4 unidades equivalente a 37 MW en el nodo 2.

LÍNEA	G.E. 37 MW	NO EÓLICA
2-3	1	-
2-4	-	1
2-6	1	3
3-5	-	1
4-6	-	-
<b>COSTOS</b>	50.000 USD	150.000 USD

Tabla 4. Comparación de costos generación eólica 37 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 2.

Con generación eólica de 37 MW se dejan de incluir en el planeamiento 1 líneas lo que supone un ahorro de 30.000 USD con respecto al caso 1 y de 100.000 USD con el caso inicial.

*Caso 1.3: Sistema Garver con generación eólica de 60 MW*

Los resultados obtenidos para el caso 1.3 se presentan en la tabla 5. Sistema Garver 6 nodos, con generación eólica de 6 unidades equivalente a 60 MW en el nodo 2.

LÍNEA	G.E. 60 MW	NO EÓLICA
2-3	2	-
2-4	-	1
2-6	-	3
3-5	-	1
4-6	-	-
<b>COSTOS</b>	40.000 USD	150.000 USD

Tabla 5. Comparación de costos generación eólica 60 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 2.

Con generación eólica de 60 MW se observa un comportamiento similar al de los dos anteriores casos, pues, aunque se adiciona igual número de líneas respecto al caso 2 el ahorro sigue aumentando a medida que se incrementa la generación eólica, específicamente se tiene un ahorro de la mitad con respecto al caso 1.1 y de 10.000 USD con respecto al caso 1.2.

*Caso 1.4: Sistema Garver con generación eólica de 25 MW*

Los resultados obtenidos para el caso 1.4 se presentan en la tabla 6. Sistema Garver 6 nodos, con generación eólica equivalente a 25 MW en el nodo 4.

LÍNEA	G.E. 25 MW	NO EÓLICA
2-3	1	-
2-4	-	1
2-6	1	3
3-5	-	1
4-6	1	-
<b>COSTOS</b>	80.000 USD	150.000 USD

Tabla 6. Comparación de costos generación eólica 25 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 4.

Con generación de 25 MW se adicionan 3 líneas, el costo del planeamiento disminuye en 70.000 USD. Debido al cambio de nodo (del 2 al 4) las líneas adicionadas son distintas a las que se incluyeron en el planeamiento para el caso 2.

*Caso 1.5: Sistema de Garver con generación eólica de 37 y 60 MW*

Los resultados obtenidos para el caso 1.5 se presentan en la tabla 7. Sistema Garver 6 nodos, con generación eólica de 37 MW y 6 MW en el nodo 4.

Para este caso se observa una disminución en las líneas adicionadas con respecto a la iteración 1.4, cuando se incrementa la generación eólica en el nodo. Lo que en costos representa una disminución de 30.000 USD respecto al caso 1.4. Cabe resaltar que para este caso no se alcanzó un nivel de generación suficiente para cambiar el planeamiento entre 37 MW y 60 MW. Es decir por más que la generación eólica aumento de 37 MW a 60 MW el planeamiento no fue sensible ante ese cambio de potencia.

LÍNEA	G.E. 37 y 60 MW	NO EÓLICA
2-3	1	-
2-4	-	1
2-6	-	3
3-5	-	1
4-6	1	-
<b>COSTOS</b>	50.000 USD	150.000 USD

Tabla 7. Comparación de costos generación eólica 37 MW, 60 MW y sin inclusión de energía eólica nodo 4.

*Caso 2: Sistema colombiano sin inclusión eólica*

Para el sistema colombiano 93 nodos se ejecuta el programa por el modelo lineal disyuntivo, obteniendo como resultado del planeamiento de la red de transmisión sin inclusión de energía eólica las siguientes líneas adicionadas: 52-88, 27-89, 73-89, 79-83, 39-86, 27-80, 30-72, 77-79, 31-72, 19-82, 90-91, 11-92, 1-93 con un costo de 27342 USD. Las características completas del sistema se presentan en el apéndice

De igual manera que en el sistema de Garver el valor del costo obtenido en esta iteración servirá de punto de comparación con los casos 2.1 y 2.2, con el fin de representar mediante una figura, la comparación de los costos mediante la variación del número de unidades generadoras.

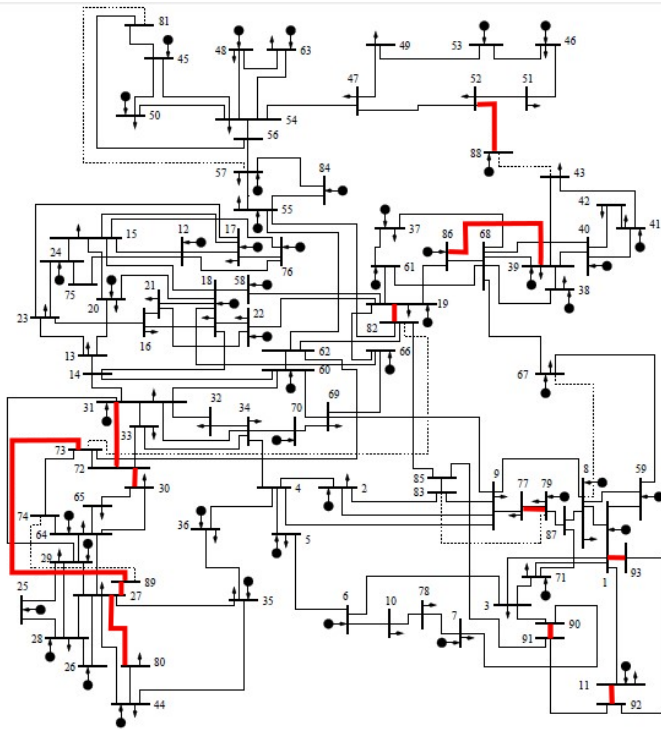


Figura 2. Sistema Eléctrico Colombiano, modificado de [8].

**Caso 2.1: Departamento del Guaviare. Nodo 93. (Zona A)**

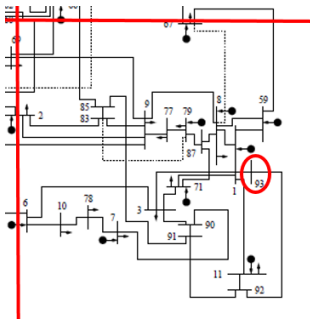


Figura 3. Zona sur (Guaviare) del sistema eléctrico colombiano

Esta zona corresponde al suroriente del sistema eléctrico colombiano, el nodo elegido para incluir generación eólica es el 93, las variaciones en las unidades de generación se consignan en la tabla 8.

Unidades Generadoras	3	6	9	12	15	18	21
	8 MW	16 MW	23 MW	30 MW	38 MW	45 MW	54 MW
Costos (USD)	24179	24179	24179	24151	24151	24125	24125

Tabla 8. Costos contra unidades generadoras (nodo 93.)

De acuerdo con los datos obtenidos para cada una de las iteraciones anteriores se obtiene la figura 4.

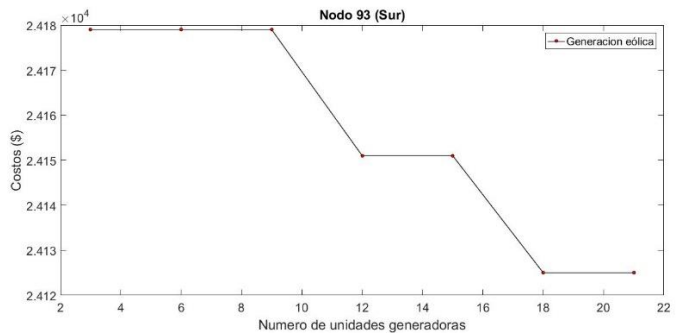


Figura 4. Costos contra número de unidades generadoras (nodo 93) Zona Sur (Guaviare)

De esta figura se puede observar un comportamiento similar al de los casos del sistema de prueba 1, debido que a que a mayor número de unidades generadoras menor son los costos asociados al planeamiento, de igual manera vemos como el sistema eléctrico colombiano es más robusto por lo tanto menos sensible al cambio del número de unidades de generación en este nodo en específico pues los costos solo cambian en tres ocasiones de las siete iteraciones realizadas. Logra su costo mínimo óptimo con 18 unidades generadoras

**Caso 2.2: Departamento de la Guajira Zona B**

Esta zona corresponde al nororiente del sistema eléctrico colombiano, el nodo elegido para incluir generación eólica es el 42. las variaciones en las unidades de generación se consignan en la tabla 9.

Unidades Generadoras	3	6	9	12	15	18	21
	12 MW	24 MW	36 MW	48 MW	60 MW	72MW	83MW
Costos (USD)	25073	24542	24316	24273	24273	24248	24248

Tabla 9. Costos contra unidades generadoras (nodo 42.)

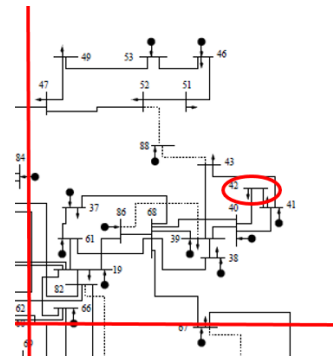


Figura 5. Zona norte (Guajira) del sistema eléctrico colombiano

De acuerdo con los datos obtenidos para cada una de las iteraciones anteriores se obtiene la figura 6.

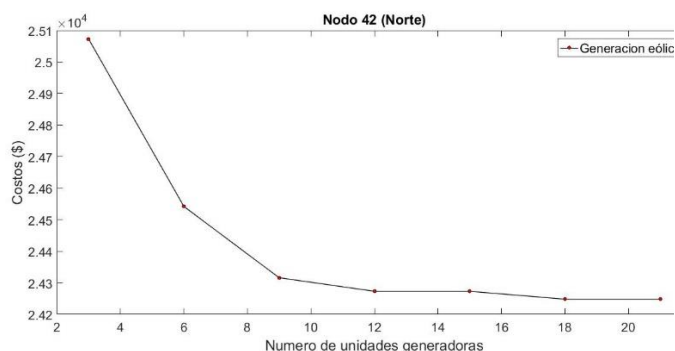


Figura 6. Costos contra número de unidades generadoras (nodo 42) Zona norte (Guajira)

De esta figura se puede notar que en este nodo hay una mayor sensibilidad ante el aumento del número de unidades generadoras pues se ve como con solo 9 unidades (la mitad del caso 2.1) el valor de los costos decrece significativamente respecto al caso 2.1, logra su costo mínimo con 18 unidades generadoras.

#### IV. CONCLUSIONES

Se presenta la implementación del modelo lineal disyuntivo para obtener el planeamiento de la red de transmisión cuando se consideran diferentes niveles de generación eólica e incertidumbre en la localización futura.

Se pueden observar tendencias similares entre los casos de prueba estudiados, evidenciando que los costos de planeamiento de la red de transmisión decrecen a mayor inclusión de energía eólica, en el marco que hay disponibilidad del recurso eólico, como se asumió en el modelado del viento en la sección de metodología.

A través de las figuras se puede concluir que dependiendo de la ubicación de las unidades generadoras se consigue una disminución de costos considerable. Por ejemplo para el caso colombiano, si se ubica en la zona norte contará con el recurso eólico suficiente para lograr con menos unidades un planeamiento mucho más económico que el que se obtiene de la zona sur del país debido a que en el norte la velocidad del viento es mayor.

Se ve viable en términos de costos para el caso de la zona norte del país la implementación de energía eólica, pues con la inclusión de 9 unidades generadoras más se obtiene un ahorro de más del 11% respecto al planeamiento sin generación eólica.

Los costos que se ahorran en la implementación de nuevas líneas de transmisión podrían invertirse en la inclusión de

energía eólica en nuevos puntos del sistema eléctrico colombiano.

Para trabajos futuros se hace necesario un estudio más juicioso acerca de la disponibilidad del recurso eólico, sujeto a las condiciones del viento, esto con el fin de obtener escenarios con modelos más cercanos al comportamiento del recurso eólico.

#### V. REFERENCIAS

- [1] C. Pardo, «Metodología para incluir esquemas de conexión HVDC-eólico en el planeamiento de sistemas de transmisión eléctrica de potencia,» Uniandes, Bogotá, 2017.
- [2] S. Uribe, «Introducción a la importancia del pronóstico de la potencia del viento como herramienta para la implementación de la energía eólica al sistema de red eléctrica,» Uniandes, Bogotá, 2008.
- [3] D. Corte, F. Sierra y G. Valencia, «Validación del modelo matemático "Función de Densidad de Probabilidad (PDF) de Weibull,» Uniandes, Bogotá, 2015.
- [4] A. Escobar, Modelos usados en el planeamiento de la expansión a largo plazo de sistemas de transmisión de energía eléctrica, Pereira: Fondo Editorial De La Universidad Tecnológica De Pereira, 2010.
- [5] L. Rong-Ceng, «A multi-year transmission planning under a deregulated market,» vol. 33, n° 3, 2011.
- [6] C. Muñoz, «Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2011.
- [7] C. Zambrano, «Modelo en GAMS para el planeamiento de la red de transmisión con inclusión eólica a largo plazo,» 2017.
- [8] E. Laura, D. Alejandro, M. Jose y E. Antonio, «Electric energy transmission systems planning using AMPL,» Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2012.
- [9] C. Correa, G. Marulanda y A. Sanchez, «Reduced Scenario Methodology for Treating Uncertainty in Transmission Expansion With Large Wind Power Penetration,» 2011.
- [10] E. Antonio, «Planeamiento Dinámico De La Expansión De Sistemas De Transmisión Usando Algoritmos Combinatoriales,» *UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA*, pp. 128-151, 2002.





## APÉNDICE

### A. Características de las líneas: Sistema Garver [8]

ITEM	LINEA	LINEAS EXISTENTES	REACTANCIA(pu)	CAPACIDAD (MW)	COSTO
1	1-2	1	0.40	100	40000
2	1-3	0	0.38	100	38000
3	1-4	1	0.60	80	60000
4	1-5	1	0.20	100	20000
5	1-6	0	0.68	70	68000
6	2-3	1	0.20	100	20000
7	2-4	1	0.40	100	40000
8	2-5	0	0.31	100	31000
9	2-6	0	0.30	100	30000
10	3-4	0	0.59	82	59000
11	3-5	1	0.20	100	20000
12	3-6	0	0.48	100	48000
13	4-5	0	0.63	75	63000
14	4-6	0	0.30	100	30000
15	5-6	0	0.61	78	61000

### B. Características de las líneas: Sistema Colombiano [8]

ITEM	DESDE	HASTA	COSTO (t)	Maxf (t)	SUS (t)	X [p.u.]	CAPACIDAD
1	52	88	34,19	3	10,2040816	0,098	300
2	43	88	39,56	2,5	5,50660793	0,1816	250
3	57	81	58,89	5,5	45,6621005	0,0219	550
4	73	82	97,96	5,5	26,7379679	0,0374	550
5	27	89	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
6	74	89	14,57	5,5	0	0	550
7	73	89	66,65	5,5	50	0,02	550
8	79	83	15,4	3,5	21,8818381	0,0457	350
9	8	67	29,2	2,5	4,46428571	0,224	250
10	39	86	9,88	3,5	18,3486239	0,0545	350
11	25	28	9,767	3,2	17,699115	0,0565	320
12	25	29	9,882	3,2	17,5438596	0,057	320
13	13	14	3,902	3,5	0	0	350
14	13	20	5,742	3,5	56,1797753	0,0178	350
15	13	23	7,007	3,5	36,101083	0,0277	350
16	14	31	18,622	2,5	7,65110941	0,1307	250
17	14	18	20,232	2,5	6,69344043	0,1494	250

18	14	60	15.977	3	9,37207123	0,1067	300
19	2	4	6.662	3,5	36,900369	0,0271	350
20	2	9	5.282	3,5	81,9672131	0,0122	350
21	2	83	5.972	5,7	50	0,02	570
22	9	83	5.972	4	50	0,02	400
23	15	18	7.927	4,5	27,3972603	0,0365	450
24	15	17	9.422	3,2	20,7039337	0,0483	320
25	15	20	9.652	3,2	19,4931774	0,0513	320
26	15	76	9.882	3,2	24,1545894	0,0414	320
27	15	24	5.282	3,5	68,9655172	0,0145	350
28	37	61	4.937	3,5	71,942446	0,0139	350
29	19	61	16.092	2,5	9,04977376	0,1105	250
30	61	68	12.412	2,5	12,6742712	0,0789	250
31	37	68	9.652	3,2	18,3823529	0,0544	320
32	40	68	18.162	3,2	7,57575758	0,132	320
33	12	75	11.492	3,2	15,600624	0,0641	320
34	24	75	5.512	3,5	62,1118012	0,0161	350
35	35	36	27.362	2,5	4,82160077	0,2074	250
36	27	35	22.072	2,5	6,67556742	0,1498	250
37	35	44	20.347	2,5	7,36377025	0,1358	250
38	38	68	7.927	3,5	25,7069409	0,0389	350
39	38	39	6.317	3,5	33,3333333	0,03	350
40	27	80	7.007	3,5	41,322314	0,0242	350
41	44	80	17.587	2,5	9,86193294	0,1014	250
42	56	81	32.858	5,5	87,7192982	0,0114	550
43	45	54	13.562	3,2	10,5708245	0,0946	320
44	45	50	4.362	3,5	100	0,01	350
45	10	78	4.937	3,5	98,0392157	0,0102	350
46	7	78	4.132	3,5	0	0	350
47	30	64	20.577	2,5	6,52315721	0,1533	250
48	30	65	13.677	2,5	10,989011	0,091	250
49	30	72	5.512	3,5	57,8034682	0,0173	350
50	55	57	46.808	6	57,4712644	0,0174	600
51	57	84	26.658	6	11,4942529	0,087	600
52	55	84	26.658	6	100	0,01	600
53	56	57	62.618	6	41,6666667	0,024	600
54	9	77	5.857	3,5	50	0,02	350
55	77	79	5.167	3,5	100	0,01	350
56	1	59	6.202	3,5	43,1034483	0,0232	350
57	59	67	16.667	2,5	8,47457627	0,118	250

58	8	59	15.402	2,5	9,46969697	0,1056	250
59	1	3	15.862	2,5	9,61538462	0,104	250
60	3	71	5.167	4,5	73,5294118	0,0136	450
61	3	6	9.422	3,5	20,1207243	0,0497	350
62	55	62	70.988	5,5	35,5871886	0,0281	550
63	47	52	10.572	3,5	15,5279503	0,0644	350
64	51	52	12.872	2,5	11,6414435	0,0859	250
65	29	31	32.981	2,5	9,59692898	0,1042	250
66	41	42	4.707	3,5	106,382979	0,0094	350
67	40	42	5.167	3,5	65,3594771	0,0153	350
68	46	53	14.597	2,5	9,60614793	0,1041	250
69	46	51	16.322	2,5	8,76424189	0,1141	250
70	69	70	6.202	3,5	43,8596491	0,0228	350
71	66	69	17.127	2,5	8,21692687	0,1217	250
72	9	69	15.747	3,5	9,10746812	0,1098	350
73	60	69	13.677	3,5	11,0375276	0,0906	350
74	31	32	6.547	3,5	38,6100386	0,0259	350
75	32	34	9.767	3,5	18,5185185	0,054	350
76	16	18	10.917	3,5	16	0,0625	350
77	16	23	6.892	3,5	42,0168067	0,0238	350
78	16	21	6.892	3,5	35,4609929	0,0282	350
79	31	34	12.412	2,5	12,6262626	0,0792	250
80	31	33	6.432	3,5	40,3225806	0,0248	350
81	31	60	25.982	2,5	5,14403292	0,1944	250
82	31	72	6.317	3,5	40,9836066	0,0244	350
83	47	54	14.252	2,5	9,97008973	0,1003	250
84	47	49	13.562	2,5	10,6157113	0,0942	250
85	18	58	5.742	3,5	47,1698113	0,0212	350
86	18	20	9.537	3,5	19,8412698	0,0504	350
87	18	66	11.377	3,5	15,060241	0,0664	350
88	18	21	7.467	3,5	28,7356322	0,0348	350
89	18	22	6.432	3,5	47,84689	0,0209	350
90	19	22	11.722	3,5	14,47178	0,0691	350
91	4	5	4.247	3,5	0	0	350
92	5	6	4.477	3,5	135,135135	0,0074	350
93	17	23	12.987	2,5	10,9529025	0,0913	250
94	17	76	3.902	3,5	0	0	350
95	12	17	4.707	3,5	100	0,01	350
96	1	71	14.367	2,5	11,8906064	0,0841	250
97	1	8	13.217	2,5	12,345679	0,081	250

98	1	11	12.527	2,5	12,5156446	0,0799	250
99	4	36	13.562	2,5	11,7647059	0,085	250
100	19	58	11.722	3,2	12,1065375	0,0826	320
101	27	64	6.777	3,5	35,7142857	0,028	350
102	27	28	6.202	3,5	42,0168067	0,0238	350
103	27	44	16.322	2,5	11,1982083	0,0893	250
104	26	27	10.917	3,5	15,2207002	0,0657	350
105	27	29	5.052	3,5	60,2409639	0,0166	350
106	19	66	9.307	3,5	19,379845	0,0516	350
107	73	74	58.278	6	46,728972	0,0214	600
108	64	65	11.837	3,5	13,4952767	0,0741	350
109	29	64	4.362	3,5	100	0,01	350
110	4	34	14.942	2,7	9,84251969	0,1016	270
111	34	70	8.272	3,5	24,0963855	0,0415	350
112	33	34	16.322	3,2	8,77963126	0,1139	320
113	8	71	4.477	4	100	0,01	400
114	54	63	9.077	3,2	20,2020202	0,0495	320
115	48	63	6.317	3,5	42,0168067	0,0238	350
116	67	68	22.072	2,5	6,02409639	0,166	250
117	39	68	5.282	3,5	68,9655172	0,0145	350
118	8	9	5.972	3,5	59,5238095	0,0168	350
119	79	87	4.477	3,5	100	0,01	350
120	8	87	5.167	3,5	100	0,01	350
121	39	43	16.552	2,5	8,59845228	0,1163	250
122	41	43	16.322	2,5	8,75656743	0,1142	250
123	23	24	6.317	3,5	39,2156863	0,0255	350
124	21	22	9.882	3,5	18,2149362	0,0549	350
125	26	28	9.307	3,5	19,53125	0,0512	350
126	28	29	6.777	3,5	35,5871886	0,0281	350
127	6	10	7.582	3,5	29,6735905	0,0337	350
128	33	72	6.202	3,5	43,8596491	0,0228	350
129	39	40	16.207	2,5	9,80392157	0,102	250
130	12	76	4.707	3,5	100	0,01	350
131	48	54	8.042	3,5	25,2525253	0,0396	350
132	50	54	12.872	2,5	11,4155251	0,0876	250
133	62	73	73.158	7,5	36,7647059	0,0272	750
134	49	53	14.252	2,5	9,92063492	0,1008	250
135	40	41	5.742	3,5	53,7634409	0,0186	350
136	45	81	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
137	64	74	13,27	5	37,4531835	0,0267	500

138	54	56	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
139	60	62	13,27	4,5	38,9105058	0,0257	450
140	72	73	13,27	5	37,4531835	0,0267	500
141	19	82	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
142	55	82	77.498	5,5	34,4827586	0,029	550
143	62	82	30.998	6	99,009901	0,0101	600
144	83	85	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
145	82	85	89.898	7	29,3255132	0,0341	700
146	19	86	20.922	3	6,60938533	0,1513	300
147	68	86	8.272	3,5	24,7524752	0,0404	350
148	7	90	4.247	3,5	100	0,01	350
149	3	90	4.592	3,5	100	0,01	350
150	90	91	13,27	5,5	37,4531835	0,0267	550
151	85	91	40.298	6	71,942446	0,0139	600
152	11	92	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
153	1	93	13,27	4,5	37,4531835	0,0267	450
154	92	93	30.068	6	100	0,01	600
155	91	92	27.588	6	100	0,01	600