

1-1-2017

Modelo en GAMS para el planeamiento de la red de transmisión con inclusión eólica a largo plazo

Camilo Andres Zambrano Macías
Universidad de La Salle, Bogotá

Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Zambrano Macías, C. A., & . (2017). Modelo en GAMS para el planeamiento de la red de transmisión con inclusión eólica a largo plazo. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/159

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.

Modelo en GAMS para el planeamiento de la red de
transmisión con inclusión eólica a largo plazo



Camilo Andres Zambrano Macias

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2017**

**Modelo en GAMS para el planeamiento de la red de
transmisión con inclusión eólica a largo plazo**

Camilo Andres Zambrano Macias

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

Director

Geovanny Alberto Marulanda, Msc en ingeniería eléctrica

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

2017

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Agosto de 2017.

A mis padres, por su amor y apoyo incondicional en esta travesía. A mi hermana Yineth, luchadora incansable. A mi tía Carmen, por acogerme como un hijo más. A Lina, musa de inspiración en todo momento.

AGRADECIMIENTOS

A lo largo de mi vida universitaria, fueron muchas las personas que aportaron las mejores cosas de sí, contribuyendo positivamente en mi desarrollo profesional y personal, por esto aprovecho este espacio para agradecerles a ellos:

- Al profesor Geovanny Marulanda, por su dedicación, colaboración y atención a lo largo de este trabajo.
- Al profesor Adrián Correa, por sus importantes aportes en mi vida universitaria y en el proceso de formación.
- A mis amigas Jennyfer López y Paula Ibañez, por los momentos compartidos a lo largo de estos años.
- A mis padres Pablo Zambrano y Nancy Macias, fuentes de inspiración en todo el proceso, a quien les agradezco por cada palabra de aliento y apoyo incondicional.
- A mi hermana Yineth, gran amiga y persistente en alcanzar sus metas.
- A Lina, por su permanente e incondicional apoyo, por demostrarme que la distancia no es obstáculo para el amor.
- A mi tía Lilia del Carmen, mis primos Catalina y David, por su gran cariño y comprensión a lo largo de estos años.
- Y a todos aquellos que sin saberlo contribuyen positivamente con sus aportes y consejos.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
I. Introducción.....	09
II. Metodología	13
Modelo DC	10
Modelo lineal disyuntivo.....	11
Modelo de generación del aerogenerador	11
Aerogenerador real	12
III. Resultados y análisis de resultados.....	13
Comparacion modelos DC y Lineal Disyuntivo	13
Casos de estudio	13
IV. Conclusiones.....	16
V. APÉNDICES	16
<i>APÉNDICE 5.1</i> Mapa de vientos de alta guajira a 80 metros de altura	16
<i>APÉNDICE 5.2</i> Probabilidad de viento anual en la alta Guajira	16
<i>APÉNDICE 5.3</i> Velocidad del viendo mensual.....	16
<i>APÉNDICE 5.4</i> Datos generadores Nordex N100/3300.....	16
<i>APÉNDICE 5.5</i> Curva de poder Aerogenerador NORDEX N100/330	17
VI. REFERENCIAS	17

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resultados modelo DC.	13
Tabla 2. Resultados modelo Lineal Disyuntivo	13
Tabla 3. Comparación modelos.	13
Tabla 4. Sistema de 6 barras, con inyección eólica de 40 MW.	14
Tabla 5. Sistema de 6 barras, con inyección eólica de 66 MW	14
Tabla 6. Sistema de 6 barras, con inyección eólica de 130 MW.	14
Tabla 7. Sistema de 93 barras, con inyección eólica de 40 MW	15
Tabla 8. Sistema de 93 barras, con inyección eólica de 66 MW.	15
Tabla 9. Sistema de 93 barras, con inyección eólica de 130 MW.	15

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva de salida de potencia en función de la velocidad del viento.....	12
Figura 2. Curva de generación del Aerogenerador NORDEX N100/330.	12

Modelo en GAMS para el planeamiento de la red de transmisión con inclusión eólica a largo plazo

Model in GAMS for the transmission planning network with long-term wind inclusion

Camilo Andrés Zambrano Macías

*Ingeniería Eléctrica, Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia
Czambrano02@unisalle.edu.co*

Resumen— *En este trabajo se realiza el planeamiento a largo plazo de la red de transmisión teniendo en cuenta la inclusión de energía eólica. Para esto, se emplea el modelo lineal disyuntivo y se realizan pruebas en dos sistemas ampliamente utilizados en la literatura relacionada: el sistema de 6 barras de Garver y el sistema colombiano de 93 barras. Los programas desarrollados integran tres softwares: Matlab, GAMS y Excel. Los resultados muestran que planear la red de transmisión, incluyendo generación eólica, puede minimizar los costos del planeamiento de la red de transmisión y se evidencia que, empleando el modelo lineal disyuntivo, se reducen los tiempos computacionales cuando se compara el esfuerzo computacional con el modelo DC.*

Palabras clave— *Lineal disyuntivo, planeamiento de la red de transmisión, energía eólica, potencial eólico, distribución de Weibull.*

Abstract - *In this work the transmission planning network with long-term of the is made taking into account the inclusion of wind energy. For this, the disjunctive linear model is used and tests are performed on two widely used systems in the literature: The Garver 6-bus system and the 93-bus c olombian system. The developed programs integrate three softwares: Matlab, GAMS and Excel. The results show that planning the transmission network including wind generation can minimize transmission network planning costs and it is evident that, using the disjunctive linear model, the computational times are reduced when the computational effort is compared with the DC model.*

Keywords— *Linear disjunctive, transmission network expansion planning, Wind power, wind potential, Weibull distribution.*

I. INTRODUCCIÓN

La red de transmisión en Colombia está siendo sometida a diferentes cambios. Estos van a la vanguardia internacional, en busca de beneficios climáticos, disminución del calentamiento global, así como la producción de gases de efecto invernadero. Por esto, la integración de energías alternativas es fundamental en la nueva planeación de la red de transmisión. El consumo energético mundial es cada vez mayor, por lo tanto, son mayores los impactos ambientales de una matriz energética basada en fuentes fósiles. Para mitigar estos efectos, es necesario incorporar al sistema fuentes de energía renovables, limpias, y con bajos efectos sobre el calentamiento global, que a su vez minimicen la dependencia de los combustibles fósiles para la generación energética en Colombia y en el mundo [1].

Por su parte, la generación eólica ha experimentado un rápido crecimiento a nivel mundial, encontrando sus inicios en la generación energética a pequeña escala. Su crecimiento ha sido gradual hasta llegar a las redes de transmisión y distribución, para además de interconectarse, ser parte activa de la red [2]. Las energías renovables son muy diferentes a las convencionales. Las revovables, presentan fuertes fluctuaciones y pueden ser intermitentes en el tiempo, pero a medida que avanza el tiempo, la integración de energía eólica en la red tiende a ser más fuerte e importante en la planificación, aumentando con esto su incertidumbre.

Dado que la planificación de la red de transmisión es un evento que se ha estudiado a lo largo de muchos años, los algoritmos utilizados se pueden dividir en dos grandes grupos. En el primero se encuentran los algoritmos metaheurísticos [3] – [5] y en el segundo, los algoritmos clásicos de optimización [5] – [8].

El problema de la integración de generación de energía eólica a la red de transmisión se ha desarrollado en dos grandes líneas. La primera, sobre la afectación de los modelos convencionales empleados para el planeamiento de la red de transmisión. La segunda, en la forma de modelar la incertidumbre en la

generación. Esta incertidumbre se modela generalmente por medio de una Distribución de Weibull [9], siendo este modelo el empleado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [10].

Distintos trabajos han incorporado la generación eólica en el problema de la transmisión. Por ejemplo, en [11] se realiza la planificación de las ampliaciones del sistema de transmisión tradicional incorporando en este, características especiales para la inclusión de fuentes de energía renovables. Los autores modelan la planificación de expansión de transmisión como un problema de programación lineal entera mixta, en la que la variabilidad del recurso eólico, también incorpora el impacto sobre la estabilidad del sistema y el mercado de reservas. En este artículo, se exponen los efectos que puede causar la integración de energía eólica en la red de transmisión y cómo se debería hacer una planeación de la transmisión a largo plazo, incorporando fuentes renovables.

Por otra parte, en [12] se propone un modelo de programación estocástica para llevar a cabo la planificación de la expansión de la red de transmisión. Adicional a esto, se analiza un algoritmo híbrido, que es la combinación de algoritmos evolutivos y la técnica de descomposición de Benders. En [13], se presenta un algoritmo mejorado para la planificación de la expansión de transmisión basado en la optimización de colonias de hormigas.

Este trabajo se basa en desarrollar una herramienta para la expansión de la transmisión, enfocado en la integración de fuentes de energía renovables, fundamentalmente, la energía eólica en sitio y en alta mar. Los resultados muestran que, el algoritmo ofrece buenas soluciones para sistemas relativamente grandes, para hasta varios cientos de líneas y generadores. Por otra parte, se encuentran los algoritmos multi-objetivo [14], donde se formula la planificación de la expansión de la red de transmisión con parques eólicos, como una solución al problema de optimización multi-objetivo, la cual optimiza el índice de fiabilidad probabilística, así como los costos de construcción, de manera que se obtiene un conjunto de las soluciones de Pareto a través de la simulación de Montecarlo (MCS). También se propone un nuevo método de solución multi-objetivo basado en un *Memetic Algoritmo* MOMA que combina multi-objetivos meta-heurísticos (MOMH) con Búsqueda Tabú (TS) para obtener mejores conjuntos de soluciones.

El objetivo de este trabajo es analizar el impacto que tiene incluir la generación de energía eólica en el planeamiento de la red de transmisión empleando el modelo lineal disyuntivo. Para explicar el modelo propuesto y los resultados obtenidos, este trabajo se encuentra ordenado de la siguiente manera. En la sección II se presenta la metodología empleada para incorporar la generación eólica en el modelo lineal disyuntivo. En la sección III se presentan los resultados en tres sistemas donde se han empleado los modelos DC y lineal disyuntivo, además de los resultados con inclusión eólica en diferentes nodos y sus implicaciones en el planeamiento de la red de transmisión. Finalmente, en la sección IV se presentan las principales conclusiones derivadas de este trabajo.

II. METODOLOGÍA

Para determinar el impacto que tiene la generación de energía eólica sobre el planeamiento, el desarrollo de este trabajo se dividió en cuatro etapas. Primero, se estableció el modelo DC, el más empleado en el planeamiento de la red de transmisión a largo plazo. Segundo, se estudió el modelo lineal disyuntivo [15] - [17], y se propone como alternativa al conocido modelo DC. Tercero, se estudió el modelo de generación para un aerogenerador eólico, donde se observan las generalidades de este sistema. Finalmente, se consultó la relación entre la potencia que entregaría un aerogenerador real ubicado en una zona geográfica colombiana, que tiene características técnicas específicas, enfocadas al aprovechamiento del recurso eólico en la zona de instalación. Estas etapas se presentan a continuación.

A. Modelo DC

Este modelo es una generalización del flujo de carga DC. En este modelo, todos los circuitos del sistema de transmisión deben cumplir con las dos leyes de Kirchhoff. El número de ecuaciones y variables se incrementa debido a la cantidad de líneas nuevas que podrían adicionarse al sistema. A pesar de su complejidad, es altamente empleado para resolver el problema de expansión de la transmisión y es considerado como ideal para representar la red de transmisión a largo plazo. En [18] se utiliza este modelo para representar el problema del planeamiento y se demuestra su efectividad para sistemas de gran tamaño, pero es un problema de programación no lineal entera mixta de gran complejidad. El modelo DC se representa en las ecuaciones (1) a (8).

Minimizar:

$$v = \sum_{(i,j)} C_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_k r_k \quad (1)$$

Sujeto a:

$$S f_{ij}: +g + r = d \quad (2)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad (4)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (5)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (6)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (7)$$

$$n_{ij} \text{ entero, } f_{ij} \text{ y } \theta_j \text{ irrestrictos} \quad (8)$$

$$(i, j) \in \Omega, k \in \gamma$$

Donde:

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

n_{ij} Número de circuitos candidatos en el corredor i-j.

n_{ij}^0 Número de circuitos existentes en el corredor i-j.

- S Matriz de incidencia nodo-rama del sistema.
- θ_i Ángulo en el nodo i .
- θ_j Ángulo en el nodo j .
- \bar{f}_{ij} Vector de flujo máximo de potencia de los circuitos candidatos en el camino i - j .
- f_{ij} Vector de flujos de potencia de los circuitos existentes en el camino i - j .
- g Vector de generación.
- r Vector de generadores ficticios en el sistema.
- α Factor de penalización para la potencia no servida.
- d Demanda en los nodos.
- γ_{ij} Susceptancia en los circuitos en el camino i - j .

La restricción (2) representa la conservación de la potencia en cada nodo, esta ley modela la *ley de corrientes de Kirchhoff*. La ecuación (3), corresponde a la restricción de voltajes de Kirchhoff obtenidas para el flujo de potencia DC. En esta restricción se pueden identificar las relaciones no lineales del sistema. En la ecuación (4), se presenta la restricción de los límites de flujo de potencia en las líneas y los transformadores. Por último, en las ecuaciones (5) y (6) se formulan los límites de generación y generación ficticia.

B. Modelo lineal disyuntivo

El modelo lineal disyuntivo [19], al igual que el modelo DC [20], se emplea para resolver el problema de planeamiento de la transmisión. Una característica importante de este modelo es que presenta la misma solución del modelo DC. Lo consigue por medio de la inclusión de variables reales y binarias, usando una transformación que permite separar los términos cuadráticos en las relaciones lineales. En este punto se incluye un parámetro M de penalización, cuya selección se realiza de forma heurística. Este modelo se estudia detalladamente en [21], y se presenta en las ecuaciones (9) a (18):

Minimizar

$$v = \sum_{(i,j)} C_{ij} \gamma_{ij} + \alpha \sum_k r_k \quad (9)$$

Sujeto a:

$$S_0 f_{ij}^0 + S_1 f_{ij}^1 + g + r = d \quad (10)$$

$$f_{ij}^0 - r_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0, \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (11)$$

$$f_{ij}^1 - r_{ij}^1 (\theta_i - \theta_j) \leq M(1 - Y_{ij}) \quad (12)$$

$$f_{ij}^1 - r_{ij}^1 (\theta_i - \theta_j) \geq -M(1 - Y_{ij}) \quad (13)$$

$$|f_{ij}^0| \leq \bar{f}_{ij} \quad (14)$$

$$|f_{ij}^1| \leq \bar{f}_{ij} \gamma_{ij} \quad (15)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (16)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (17)$$

$$Y_{ij} \in \{0,1\} \forall (i,j) \in \Omega \quad (18)$$

$$f_{ij}^1, f_{ij}^0, \theta_j \text{ irrestrictos}$$

Donde:

Y_{ij} Vector con variables binarias que toma el valor de uno, en caso de adicionar un circuito y cero, en el caso contrario.

S_0 Es la matriz de incidencia nodo rama de los circuitos existentes, considerados como variables binarias.

S_1 Es la matriz de incidencia nodo rama de los circuitos candidatos, considerados como variables binarias.

θ_i Ángulo en el nodo i .

θ_j Ángulo en el nodo j .

M Parámetro de penalización.

f_{ij}^1 Vector de flujos de potencia de los circuitos candidatos en el camino i - j .

f_{ij}^0 Vector de flujos de potencia de los circuitos existentes en el camino i - j .

\bar{f}_{ij} Flujo de potencia máximo en un circuito del corredor i - j .

g : Vector de generación.

r_{ij}^0 Susceptancia equivalente de los circuitos existentes en la configuración base en el camino i - j .

r_{ij}^1 Susceptancia equivalente de los circuitos candidatos en el camino i - j .

α Factor de penalización para la potencia no servida.

d Demanda en los nodos.

En la ecuación (10), se representa la restricción de la primera ley de Kirchhoff para el sistema. La ecuación (11) establece la segunda ley de Kirchhoff para cada circuito existente en la configuración base. Las ecuaciones (12) y (13) representan las restricciones de la segunda ley de Kirchhoff para cada circuito

candidato. En las ecuaciones (14) a (17) se expresan los límites de flujo para líneas existentes, líneas candidatas, generación y generación ficticia, respectivamente.

C. Modelo de Generación del Aerogenerador

La potencia entregada por un generador eólico se representa en función de la velocidad del viento. Una curva típica empleada para modelar un aerogenerador eólico se presenta en la figura 1 [12].

Es evidente que la velocidad del viento cumple un papel importante en la potencia de salida del aerogenerador. Más específicamente, hay una relación entre la función de salida de la potencia de generación de la turbina de viento y la velocidad del viento.

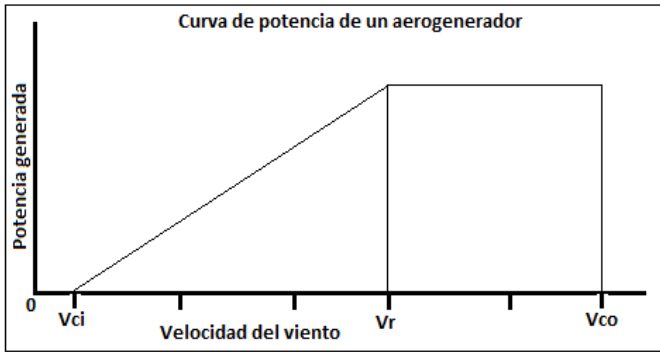


Figura 1. Curva de salida de potencia en función de la velocidad del viento.

Matemáticamente, el modelo empleado para la potencia entregada por un aerogenerador en función de su velocidad, es el que sigue.

- V_{ci} Velocidad de inicio
- V_r Velocidad nominal
- V_{co} Velocidad de desconexión

Se produce energía a una velocidad de corte (V_{ci}). La potencia de salida se puede formar como una relación lineal, cuando la velocidad del viento está entre (V_{ci}) y la velocidad nominal (V_r). Cuando los rangos de velocidad oscilan entre la velocidad nominal (V_r) y la velocidad de desconexión (V_{co}), se genera la potencia nominal. En general, la curva de potencia se puede expresar por la ecuación (19):

$$P(V) = \begin{cases} 0 & 0 < V < V_{ci} \\ AV + B & V_{ci} < V < V_r \\ P_r & V_r < V < V_{co} \\ 0 & V > V_{co} \end{cases} \quad (19)$$

Donde las constantes A y B están determinadas por V_{ci} , V_r y P, como (20) y (21):

$$A = \frac{P_r}{V_r - V_{ci}} \quad (20)$$

$$B = \frac{-V_{ci} P_r}{V_r - V_{ci}} \quad (21)$$

Seguidamente, para la integración del potencial eólico en el modelo lineal disyuntivo y su programación en GAMS, se identifica la zona geográfica ideal para la instalación de los aerogeneradores, así como la selección del tipo de generador utilizado, con el que se logre el mayor aprovechamiento del recurso eólico disponible, como se muestra a continuación.

D. Aerogenerador real

Una de las marcas más importantes y reconocidas a nivel mundial en la fabricación de aerogeneradores es NORDEX. De hecho, en el parque eólico de Jepirachi se utiliza esta tecnología. Aunque por su antigüedad la eficiencia no se compara con los modelos actuales disponibles en el mercado. En este documento se estudia el impacto de la generación eólica asumiendo, que esta se instalará en la zona de la alta Guajira, lugar que cuenta con buena intensidad del viento y una alta frecuencia de este durante el año, datos soportados en [10]. Información más detallada de las condiciones de viento para esta zona, pueden ser consultados en los apéndices 5.1, 5.2 y 5.3. Para estas condiciones, se escoge el aerogenerador NORDEX N100/3300, este ostenta mejoradas características de rendimiento en comparación a los que se encuentran instalados en la actualidad en Jepirachi. Las características de este aerogenerador se presentan en mayor detalle en el apéndice 5.4.

Mediante los datos proporcionados en los apéndices 5.2 y 5.3, se estudia la curva de generación del aerogenerador, teniendo en cuenta las características de viento, altura y rendimiento. En la figura 2 se puede observar con mayor detalle la potencia que puede generar con las condiciones estudiadas.

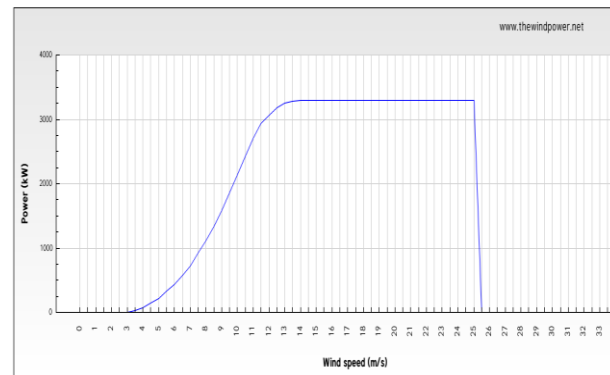


Figura 2. Curva de generación del Aerogenerador NORDEX N100/330 [22].

Con base a la curva de potencia de cada aerogenerador, en este documento se asume que, en condiciones normales de viento en la zona escogida, opera a potencia nominal esto es: 3.3 MW,

dicha zona supera el mínimo de las especificaciones técnicas de las turbinas eólicas, de esta manera se podrá sacar el mejor provecho. De igual forma se asume la instalación de 20 aerogeneradores en la zona de estudio, este valor de referencia está soportado por un proyecto de las Empresas Públicas de Medellín (EPM), en el Parque Eólico los Cocuros, en Chile, donde se instalaron 57 aerogeneradores, proporcionando una potencia instalada de 109,6 MW [23]. El parque eólico de Jepirachi tiene 15 aerogeneradores que suministran 19,5 MW y existen proyectos propuestos por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para expandir el parque eólico y aumentar la potencia neta instalada. En este proyecto, los 20 aerogeneradores serán operados a potencia máxima por la densidad del viento de la zona y también con un escenario de poca densidad eólica donde la potencia será inferior a los 66 MW de la nominal del parque eólico.

III. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El modelado matemático se evalúa mediante la integración de tres diferentes programas. El primero, es General Algebraic Modeling System (GAMS), un software potente para la solución y la optimización de modelos matemáticos de diferentes niveles de complejidad. El segundo es MATLAB empleado en la construcción de matrices de gran tamaño. Por último, ambos programas recibían la información desde Microsoft Excel, utilizado tanto para ordenar como almacenar los datos de entrada y salida del modelo. En el desarrollo de la programación se utiliza el Solver CBC, con el que es posible resolver la gran cantidad de ecuaciones propuestas en el modelado matemático en GAMS.

La sección se divide en dos partes. La primera, presenta la comparación del modelo DC y del modelo lineal disyuntivo. En ella se evalúa el costo, el número de líneas adicionadas, el tiempo computacional utilizado, el número de variables, así como el número de ecuaciones, donde el costo y el número de líneas adicionadas debe ser idéntico para ambos modelos. A su vez, comprueba la validez de los resultados por parte del modelo lineal disyuntivo propuesto en este documento. En la segunda parte, se estudian los sistemas de 6 barras de Garver, así como el colombiano de 93 barras, cuando hay inclusión eólica en los sistemas de prueba. Para esto, se contemplan tres posibles escenarios de generación: 40MW, 66MW y 130 MW. De igual forma, se analiza el impacto de realizar inyecciones de potencia eólica en diferentes nodos, y observando sus implicaciones directas en el planeamiento de la red de transmisión.

A. Comparación modelo DC y Lineal Disyuntivo

Se presentan los resultados obtenidos para los sistemas de 3, 6 y 93 barras mediante el modelo DC, estos resultados se encuentran en la Tabla 1. Luego, se pueden observar los resultados de los mismos tres sistemas empleando el modelo lineal disyuntivo, datos registrados en la Tabla 2. La comparación de las dos tablas permite afirmar que los dos modelos presentan los mismos resultados para el costo, número de líneas adicionadas, que a su vez tienen una diferencia en el

número de iteraciones, variables y ecuaciones, lo que repercute directamente en el tiempo computacional.

Tabla 1. Resultados modelo DC

Modelo DC						
Sistema de prueba	Costo USx10 ³	Tiempo computacional (Segundos)	Líneas adicionadas	Numero de variables	Numero de Ecuaciones	
3 Barras	2,000	1,03	L13	16	19	
6 Barras de Garver	130,000	1,813	L26 (1), L35 (2), L46 (2)	37	46	
93 Barras colombiano	27342,923	478,270	15L	588	745	

Tabla 2. Resultados Modelo Lineal Disyuntivo

Modelo Lineal Disyuntivo						
Sistema de prueba	Costo USx10 ³	Tiempo computacional (Segundos)	Líneas adicionadas	Numero de variables	Numero de Ecuaciones	
3 Barras	2,000	0,94	L13	19	31	
6 Barras de Garver	130,000	0,766	L26 (1), L35 (2), L46 (2)	51	89	
93 Barras colombiano	27342,923	415,915	15L	890	1335	

En la Tabla 3 se realiza la comparación porcentual de los dos modelos, observando las principales diferencias que pueden presentar cada uno de ellos en los sistemas evaluados.

Tabla 3. Comparación porcentual de los modelos

Comparación Modelos		
Sistema de prueba	Tiempo computacional	Numero de Ecuaciones
3 Barras	8,74 % más rápido	38,71 % más ecuaciones
6 Barras de Garver	57,75 % más rápido	48,32 % más ecuaciones
93 Barras colombiano	13,04 % más rápido	44,20 % más ecuaciones

La comparación porcentual de los dos modelos utilizados en este documento, indican que, pese a que el número de ecuaciones en el modelo lineal disyuntivo es mayor que en el modelo DC, el tiempo computacional para resolver el problema de planeamiento de la red de transmisión es menor, lo que representa mayor eficiencia del modelo propuesto.

B. Aerogenerador utilizado en el sistema

En el documento se plantean diferentes escenarios de generación eólica, dependiendo de la probabilidad del viento evaluada. Se utilizan *Generadores NORDEX N100/3300*, *Generación Delta* y las características técnicas de estos se encuentran en el apéndice 5.4. De igual forma, la zona seleccionada para instalar los generadores eólicos se presentan en los apéndices 5.1 y 5.2, para esto se ha tomado como base el

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [10], por otro lado, los datos de la velocidad del viento se presentan en el apéndice 5.3, allí también se encuentra el promedio eólico mensual. La capacidad y las características del aerogenerador NORDEX N100/330, se encuentran en el apéndice 5.4.

C. Casos de estudio

Con los dos sistemas base de estudio de 6 barras de Garver y colombiano de 93 barras, se plantean tres diferentes escenarios de generación eólica y se inyectan en diferentes barras a fin de observar las implicaciones que puede tener la inclusión eólica, encontrando una barra que sea más sensible a la nueva inyección de potencial. Se identifican principalmente el costo, la cantidad de líneas adicionadas, el número de ecuaciones y variables y por último el tiempo computacional de tres barras diferentes en cada sistema.

Caso 1. El sistema Garver de 6 barras, tiene 15 líneas para adicionar al nuevo circuito, este es considerado como un el sistema más popular para pruebas en el planeamiento de la red de transmisión. Con el sistema Garver de 6 barras, el modelado matemático sin la integración de energía eólica, tiene un costo de US 130.000 y adiciona un total de 5 líneas (al igual que modelo DC). Ahora se estudian tres subcasos, donde se varia la inyección de energía eólica con valores de 40 MW, 66 MW y 130 MW, cada uno en diferentes nodos de carga con el fin de observar las diferencias que se puedan encontrar.

Caso 1.1: Para el sistema común de 6 barras de Garver, se realiza una inyección de 40 MW, tomando una probabilidad baja de viento y un parque con 20 aerogeneradores, donde se inyecta potencia a los nodos que se muestran en la tabla 3:

Tabla 4. Sistema de 6 barras, con inyección eólica de 40 MW

Sistema de 6 Barras con inclusión eólica (40 MW)			
	Barra 2	Barra 4	Barra 5
Costo total USx10 ³	110	110	110
Líneas adicionadas	L26 (1), L35 (1), L46 (2).	L26 (1), L35 (1), L46 (2).	L26 (1), L35 (1), L46 (2).
Numero de Restricciones	64	64	64
Numero de ecuaciones	89	89	89
Numero de iteraciones	323	348	266
Tiempo computacional (Segundos)	0,266	0,156	0,25

Para un sistema pequeño como el de 6 barras, la inclusión de energía eólica no aporta mayores ni fuertes cambios a la red, se disminuyó el costo del planeamiento de la red de transmisión

de US 130.000 a US 110.000 y el cambio en las líneas fue de 5 líneas adicionadas a 4, esto en comparación con los resultados obtenidos de un sistema tradicional

Caso 1.2: En el sistema tradicional se realiza una inyección de 66 MW, posible para un parque con 20 aerogeneradores y con una probabilidad de viento alta, donde se inyecta potencia a los nodos de la tabla 5:

Tabla 5. Sistema de 6 barras, con inyección eólica de 66 MW

Sistema de 6 Barras con inclusión eólica (66 MW)			
	Barra 2	Barra 4	Barra 5
Costo total USx10 ³	100	100	100
Líneas adicionadas	L23 (1), L35 (1), L46 (2).	L23 (1), L26 (1), L35 (1), L46 (1).	L23 (1), L35 (1), L46 (2).
Numero de Restricciones	64	64	64
Numero de ecuaciones	89	89	89
Numero de iteraciones	420	549	266
Tiempo computacional (Segundos)	0,485	0,484	0,25

Se realiza la simulación matemática con los 20 aerogeneradores entregando su potencia máxima de 66 MW, en la que se da una reducción considerable en el costo del planeamiento de US 130.000 a US 100.000, y aportando 4 líneas candidatas a la nueva red de transmisión con inclusión eólica, a su vez, el costo computacional también se incrementa.

Caso 1.3: En el sistema tradicional se realiza una inyección de 130 MW de potencia eólica, es un sistema con 3e aerogeneradores y se observan los cambios que pueden surgir con esta nueva inyección eólica. Los resultados obtenidos se presentan a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6. Sistema de 6 barras, con inyección eólica de 130 MW

Sistema de 6 Barras con inclusión eólica (130 MW)			
	Barra 2	Barra 4	Barra 5
Costo total USx10 ³	80	80	80
Líneas adicionadas	L35 (1), L46 (2).	L26 (1), L35 (1), L46 (1).	L23 (1), L46 (2).
Numero de variables	64	64	64
Numero de ecuaciones	89	89	89
Numero de Iteraciones	279	313	124
Tiempo computacional (Segundos)	0,281	0,375	0,140

La barra 5 presenta mayor sensibilidad a la inyección de potencial. Por lo anterior, tanto el número de iteraciones como el tiempo computacional utilizado es menor. Por otro lado, se observa que, en los casos analizados de la inclusión eólica en la red de transmisión, el costo del planeamiento para la red es más bajo y se reduce considerablemente de US 130.000 a US 80.000. Con este valor no se tiene en cuenta el costo por el mantenimiento, la instalación y demás implicaciones económicas que se requieran, con el fin de tener un parque eólico de dichas características.

Caso 2. En el sistema colombiano, se analiza la inclusión de energía eólica en un nodo a la vez, evaluando el costo y las líneas adicionadas. Inicialmente se realiza el modelo matemático sin inclusión eólica en el planeamiento de la red de transmisión, que tiene un costo asociado de US 27'342.923 y adiciona 15 nuevas líneas al sistema con el fin de satisfacer las restricciones. A continuación, se presentan los casos del sistema colombiano de 93 barras con los diferentes escenarios de generación, según la inyección de potencial eólico.

Caso 2.1: Para el sistema colombiano tradicional, se inyecta un potencial eólico de 40 MW, esto en caso de una probabilidad de viento menor a la esperada habitualmente, con la misma cantidad de aerogeneradores y, por ende, la misma potencia neta instalada. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Sistema de 93 barras, con inyección eólica de 40 MW

<i>Sistema Colombiano de 93 Barras con inclusión eólica (40 MW)</i>			
	<i>Barra 27</i>	<i>Barra 32</i>	<i>Barra 72</i>
Costo total USx10 ³	24124,860	25331,5273	25176,7231
Total de líneas adicionadas	12	13	14
Numero de Restricciones	890	890	890
Numero de ecuaciones	1335	1335	1335
Numero de iteraciones	1311740	709836	453917
Tiempo computacional (Segundos)	855,054	726,482	520,404

Con la integración de energía eólica en el sistema tradicional de 93 barras, los costos asociados al planeamiento de la red de transmisión tienden a disminuir. Así mismo, la cantidad de nuevas líneas adicionadas al sistema. Si se comparan las barras 27, 32 y 72, se observa en la barra 27 un resultado mas favorable, siendo este el nodo más sensible a la inyección de

potencial eólico, adicionando 12 nuevas líneas, en comparación a las 15 candidatas en el planeamiento tradicional.

Caso 2.2: Se presenta el sistema colombiano de 93 barras [21], con la inclusión eólica en la red y una inyección de 66 MW, los resultados obtenidos se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Sistema de 93 barras, con inyección eólica de 66 MW

<i>Sistema Colombiano de 93 Barras con inclusión eólica (66 MW)</i>			
	<i>Barra 27</i>	<i>Barra 32</i>	<i>Barra 72</i>
Costo total USx10 ³	22522,8799	24253,9543	24114,1625
Total de líneas adicionadas	11	12	11
Numero de Restricciones	890	890	890
Numero de ecuaciones	1335	1335	1335
Numero de iteraciones	1058077	573976	553700
Tiempo computacional (Segundos)	344,816	325,002	320,476

Los resultados con una potencia de 66 MW tienen mayor incidencia positiva en el sistema, reafirman a la barra 27 como adecuada y de mayor impacto ante la inyección de potencial eólico. En esta simulación matemática se adicionan 11 de las líneas, logrando un un menor numero de líneas adicionadas y disminuyendo el costo del planeamiento, comparadas con las 15 del modelo tradicional. Aunque el número de iteraciones es mayor y se refleja en el tiempo computacional, para llegar a la respuesta óptima, es una buena opción donde se usan 20 aerogeneradores Nordex con las características descritas en [22].

Caso 2.3: Se presenta el sistema colombiano de 93 barras con la inclusión eólica en la red y una inyección de 130 MW, los resultados obtenidos se presentan en la tabla 9.

Tabla 9. Sistema de 93 barras, con inyección eólica de 130 MW

<i>Sistema Colombiano de 93 Barras con inclusión eólica (130 MW)</i>	
	<i>Barra 27</i>
Costo total USx10 ³	12534,4
Total de líneas adicionadas.	3
Número de restricciones.	890
Número de ecuaciones	1335
Número de iteraciones	341981
Tiempo computacional en segundos.	1000

Se realiza una última simulación para un escenario poco probable en el país, con la instalación de 33 aerogeneradores y una potencia instalada total de 130 MW presentando, a su vez, una reducción considerable en el costo del planeamiento de la red de transmisión. En la simulación matemática se ejecuta la inclusión eólica para diferentes nodos, pero el resultado más relevante se obtiene en la barra 27, donde se utiliza mayor tiempo de computo, hay mayor número de ecuaciones y variables, pero económicamente se obtiene un planeamiento de la red de transmisión con menor costo.

IV. CONCLUSIONES

Debido a la inminente integración de la energía eólica en la red de transmisión, es importante desarrollar nuevas metodologías para el óptimo planeamiento de la red con inclusión de potencial eólico. En este documento se presenta como solución al problema del planeamiento, el modelo lineal disyuntivo como una alternativa confiable que puede generar una programación más compleja que la presentada por el modelo DC, pero que a su vez presenta un tiempo computacional menor.

El modelo lineal disyuntivo, es más extenso que el modelo DC debido a su complejidad matemática, es decir, posee más variables y más ecuaciones comparado con el modelo DC. Sin embargo, el modelo lineal disyuntivo puede alcanzar una convergencia en menor tiempo, debido a que vuelve lineales las ecuaciones. Por tal razón, conviene utilizar el modelo lineal disyuntivo en sistemas de gran tamaño y complejidad, cuando tanto los recursos tecnológicos como el tiempo son limitados.

Con las diferentes barras estudiadas, se encuentra que algunas son más sensibles ante la inyección de energía eólica y el número de líneas candidatas adicionadas disminuyen notablemente. Esto incide directamente en los costos asociados al planeamiento de la red de transmisión.

Los modelos lineal disyuntivo y DC manejan estructuras diferentes, pero con resultados idénticos. En cuanto al tiempo para realizar operaciones computacionales, el modelo DC presenta un menor número de ecuaciones y de variables, pero comparado con el modelo lineal disyuntivo tarda más en solucionar el problema del planeamiento de la red, siendo este último más veloz para entregar resultados factibles.

En este trabajo se asumió que tanto la velocidad del viento como la capacidad de generación podía ser aplicada a cualquier nodo. Para trabajos futuros, se recomienda variar el potencial eólico según la barra a la cual se va a conectar el generador, además de realizar un modelo probabilístico del comportamiento eólico, analizar escenarios intermedios entre mínimos y máximos, que permita determinar las líneas más sensibles ante la inyección del potencial eólico.

V. APÉNDICES

5.1. Mapa de vientos de la alta Guajira a 80 metros de altura.

Considerada como una de las mejores zonas de Colombia para el recurso eólico. Se encuentra al norte del país, más exactamente en la zona alta del departamento de La Guajira. Este lugar es ideal para la instalación de aerogeneradores, debido a su viento constante durante la mayor parte del año. En la figura, se observa la intensidad de viento a 80 metros de altura.

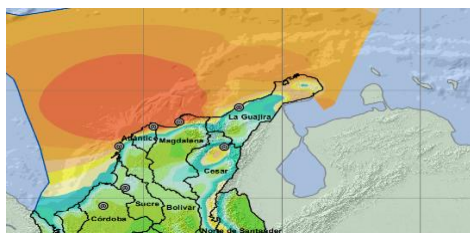


Figura tomada de [10]

5.2. Probabilidad de viento anual en la alta Guajira.

Los aerogeneradores tienen una curva de potencia para la generación, por esto resulta importante que las características técnicas de él estén acordes a las condiciones de viento de la zona, con el fin de aprovechar al máximo tal recurso y obtener la capacidad neta de cada generador. En la figura, se observa el punto de instalación de los aerogeneradores y la velocidad promedio del viento en dicha zona.

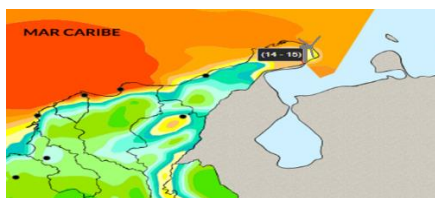


Figura tomada de [10]

5.3. Tabla de velocidad del viento mensual

Mediante los datos registrados por el IDEAM de la alta Guajira, se obtiene la velocidad del viento promedio en la zona seleccionada para la instalación de los aerogeneradores, descritas en la siguiente tabla.

MES	V. MIN (m/s)	V. MÁX (m/s)	V. PROMEDIO (m/s)
Enero	14	15	14,5
Febrero	13	14	13,5
Marzo	13	14	13,5
Abril	13	14	13,5
Mayo	13	14	13,5
junio	14	15	14,5
Julio	14	15	14,5
Agosto	13	14	13,5
Septiembre	13	14	13,5
Octubre	12	13	12,5
Noviembre	13	14	13,5
Diciembre	13	14	13,5

Tabla tomada de [10]

5.4. Tabla de datos generadores Nordex N100/3300

Los aerogeneradores Nordex, cuentan con una eficiencia mejorada en comparación con los modelos anteriores instalados en el parque eólico

de Jepirachi, con esta nueva tecnología se puede aprovechar de manera significativa el recurso eólico presente en dicha zona. Los datos del aerogenerador escogido para realizar la generación, se encuentran en la siguiente tabla.

AEROGENERADOR NORDEX N100/3300			
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS		VIENTOS Y ENERGÍA	
Potencia nominal total	66 MW	Velocidad Promedio	13,01 m/s
Número de Aerogeneradores	20 Nordex, generación Delta	Voltaje	660 V
Potencia nominal	3,3 MW	Frecuencia	50/60 Hz
Número de palas	3	Velocidad de conexión	3,5 m/s
Alturas de instalación	Mín: 75 m y Máx. 100 m	Velocidad de desconexión	25 m/s

Datos tomados de [22]

5.5. Curva de poder del aerogenerador NORDEX N100/330

Conociendo las características técnicas del aerogenerador, es importante la curva de generación de este, puesto que proporciona una claridad de la generación producida bajo ciertas condiciones de viento en la zona, tal como se evidencia en la siguiente figura.

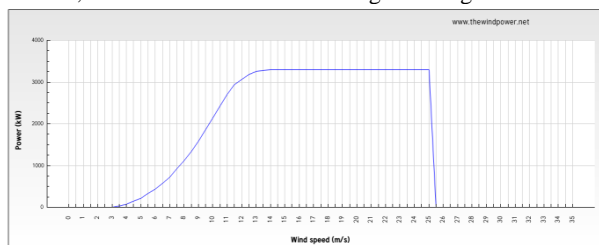


Figura tomada de [22]

VI. REFERENCIAS.

[1] IEA, International Energy Agency: World Energy Outlook 2010, 2010. [Online]. Disponible en: http://www.iea.org/weo/docs/weo2010/weo2010_es_spanish.pdf

[2] Raby, M., Ríos, S., Jerardino, S., Raineri, R.: ‘Hydrothermal system operation and transmission planning considering large wind farm connection’. IEEE Power Tech Proc., Bucharest, 28 June 2009–2 July 2009, pp. 1–8

[3] R. Gallego, B. Alves and A. Monticelli, “Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning”, *IEEE Trans. Power Systems*, pp. 181-188, Vol. 12, No.1, 1997.

[4] R. Romero, C. Rocha and M. Mantovani, “Analysis of heuristic algorithms for the transportation model in static and multistage planning in network expansion systems”, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* Vol.5, pp.521-526, 2003.

[5] R. Gallego, A. Monticelli and R. Romero, “Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm”, *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 145(3), pp. 329-335, 1998.

[6] R. Romero and A. Monticelli, “A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.9, No.1, pp. 373-380, Feb. 1994.

[7] S. Binato, M. Veiga and F. Pereira, “A new benders decomposition approach to solve power transmission network design problems”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 16, No.2, pp. 235-240, may 2001.

[8] M. Rider, A. Garcia and R. Romero, “Transmission system expansion planning by a branch and bound algorithm”, *IET Gener. Transm. Distrib.* Vol. 2, No.1, pp.90-99, 2008.

[9] I. Lun, J. Lam, “A study of Weibull parameters using long-term wind observations”, *Renewable Energy*, Vol. 20, pp. 145-153, 2000.

[10] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [online] disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/>

[11] Sauma, E. Contreras, J. Aguado, J. de la Torre, S. “Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning”. *IEEE trans. Power Systems*, Vol. 4, 2012.

[12] Guo Chen, ZhaoYang Dong, Hill, D.J. “Transmission network expansion planning with wind energy integration: A stochastic programming model”. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.

[13] Fuchs, I. Voller, S. Gjengedal, T. “Improved method for integrating renewable energy sources into the power system of Northern Europe: Transmission expansion planning for wind power integration”. Dept. of Electr. Power Eng. Norwegian Univ. of Sci. & Technol, 2011

[14] Mori, H. Kakuta, H. “A new meta-heuristic method for probabilistic transmission network expansion planning” *IEEE PES T&D*, pp. 1-6, 2010.

[15] Granville. S. and Pereira. M.V.F.: “Analysis of the linearized power flow model in Benders decomposition”, EPRI-report RP 2473-6. Stanford University, 1985.

[16] Seifu, A., Salon, S. and LIST, G.: “Optimization of transmission line planning including security constraints”, *IEEE Trans Power Syst.*, pp. 1507-1513, 1989.

[17] Sharifnia. A., and Aashtiani. H.Z.: “Transmission network planning: a method of synthesis of minimum cost secure networks”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, 1985, 104, (8), pp. 2026-2034, 1985.

[18] Escobar, L., Duque, A., Melchor, J., & Escobar, A. (2012). Planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica usando AMPL. *Scientia et Technica* [Online], Volumen 2 Número 51, 22 - 27.

[19] S. Binato. Expansão ótima de sistemas de transmissão através de decomposição de benders e técnicas de planos cortantes. Tesis de Doctorado, Programa de Ingeniería de Sistemas y Computación, COPPE/UFRJ, 2000

[20] Garver L.L.: “Transmission Network Estimation Using Linear Programming” *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vol. PAS-89, pp.1688-1697, 1970.

[21] Antonio Escobar. Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales. Tesis de Maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, 2002.

[22] Wind Energy Market Intelligence. [online] disponible en: http://www.thewindpower.net/turbine_en_605_nordex_n100-3300.php

[23] Empresas Públicas de Medellín. [online] disponible en: <https://www.epm.com.co>

