

1-1-2018

# Revisión de los parámetros para la integración de la generación eólica en la expansión del sistema de transmisión

Andrea Carolina Izquierdo Moreno

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

---

## Citación recomendada

Izquierdo Moreno, A. C. (2018). Revisión de los parámetros para la integración de la generación eólica en la expansión del sistema de transmisión. Retrieved from [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/161](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/161)

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).

**REVISIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LA INTEGRACIÓN DE LA  
GENERACIÓN EÓLICA EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**



**ANDREA CAROLINA IZQUIERDO MORENO**

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

**REVISIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LA INTEGRACIÓN DE LA  
GENERACIÓN EÓLICA EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

**ANDREA CAROLINA IZQUIERDO MORENO**

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

**Director  
Andrés Felipe Panesso Hernández, M.Sc.  
Profesor Asistente**

**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., Junio de 2018.

### ***Dedicatoria***

*Le dedico este trabajo a Dios, y especialmente a mis padres Luz Marina y Jorge Enrique, como fruto de todo el esfuerzo y el apoyo que me brindado de manera incondicional, también le dedico este trabajo a mis hermanos Wilmar y Sandra por su constante apoyo y compañía, además a todas y cada una de las personas que durante este proceso anhelaron al igual que yo culminar con este logro.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primero que todo a Dios por darme la salud y fuerza para culminar con este logro, agradezco a mis padres Luz Marina y Jorge Enrique por todo el esfuerzo y el apoyo incondicional que me brindaron durante este proceso, a mis hermanos por su constante apoyo y voz de aliento y a toda mi familia que comparten la alegría de este logro.

También agradezco a todas las personas que hicieron parte de esta etapa de mi vida y que aportaron conocimientos, alegrías y buenos recuerdos. A mi mejor amiga Alejandra Fajardo por su compañía incondicional durante todo este tiempo de formación y por sus buenos consejos y todos los recuerdos, al igual que a Alexander Terreros y más personas que comparten la inmensa alegría de terminar esta etapa de mi vida profesional.

A todos y cada uno de mis amigos y su amistad que se fue fortaleciendo con el tiempo, a compañeros y a todos aquellos que hicieron parte de esta etapa de mi vida.

Agradezco mucho al Ingeniero Andrés Felipe Panesso, por su apoyo, paciencia, por su acompañamiento durante el desarrollo de este proyecto y sus conocimientos necesarios para lograr exitoso este proyecto.

## ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
I. Siglas y acrónimos.....	9
II. Introducción.....	9
III. Planeamiento de la expansión de la transmisión.....	10
IV. Inclusión de energía eólica en Colombia.....	12
V. Técnicas de solución .....	13
A. Técnicas exactas .....	14
B. Metaheurística .....	14
C. Estadística.....	14
D. Probabilística – Estocástica .....	14
VI. Tablas de datos.....	14
A. Función objetivo .....	14
B. Restricciones.....	14
VII. Análisis de la información recopilada .....	15
VIII. Modelo del TEP con integración de generación eólica.....	15
A. Modelo DC en la formulación del TEP.....	15
B. Solución del problema de TEP.....	18
IX. Análisis del TEP con integración de generación eólica.....	19
X. Conclusiones .....	20
XI. Referencias bibliográficas.....	21

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Resumen de los datos documentados.....	17



## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Técnicas de solución.....	14

# Revisión de los parámetros para la integración de la generación eólica en la expansión del sistema de transmisión

Andrea Carolina Izquierdo Moreno

Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia

**Resumen**— En este trabajo se estudian los factores y parámetros implementados en el estudio para la integración de la generación eólica en los sistemas eléctricos y el caso del Sistema Interconectado Nacional, revisando las variaciones que se presentan en el modelo tradicional que se maneja para la planeación de la expansión en la transmisión. Se partió de los antecedentes de investigaciones realizadas en los últimos años, desarrollando una investigación que de manera más específica muestra los métodos más comunes, al igual que los parámetros más utilizados y tenidos en cuenta para lograr resultados óptimos. Luego de esto, se realiza la clasificación de esta información a través de una tabla donde se muestran de manera simple las principales modificaciones que se pueden presentar según los objetivos. Finalmente, se presentan los resultados de esos factores y parámetros que se considera son los más importantes y utilizados para hacer factible esta integración con los modelos tradicionales y que presenten viabilidad.

**Palabras clave**— Estado del arte, Generación eólica, Incertidumbre, Costos, Planeamiento de expansión en la transmisión.

**Abstract** — In this paper we show the factors and parameters implemented in the study for the integration of wind generation in power systems and the case of the Colombian interconnected system, reviewing the variations that are presented in the traditional model that is used for the transmission expansion planning. We start from the background of the researches conducted in recent years, developing a document that present the most common methods and parameters used for optimal results. After this, the classification of this information is carried out through a table where the main differences between researches are presented according to the objectives, constrains and methods. These are shown in a simple way. Finally, we present the results of those factors and parameters that are considered the most important and useful to make feasible this integration with traditional models that present its viability in Colombia.

**Keywords**—Costs, State of the art, Transmission expansion planning, Wind power generation, Uncertainty.

## I. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AC: Alternating Current.  
BD: Bender's decomposition.  
DC: Direct Current.  
DE: Differential Evolution.  
FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.  
GA: Genetic Algorithm.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.  
KCL: Kirchhoff Current Law.  
KVL: Kirchhoff Voltage Law.  
LP: Linear Programming.  
MILP: Mixed Integer Linear Programming.  
MINLP: Mixed Integer Non-Linear Programming.  
NLP: Non-Linear Programming.  
PDF: Probability Density Function.  
PSO: Particle Swarm Optimization.  
SIN: Sistema Interconectado Nacional.  
TEP: Transmission Expansion Planning.  
UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

## II. INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha evidenciado un aumento en los casos de agotamiento de las fuentes de energía provenientes de los combustibles fósiles, siendo considerada ésta como una fuente convencional. Dicha situación ha despertado el interés de la mayoría de los países del mundo, encaminando a la búsqueda de soluciones energéticas. Por otra parte, en la actualidad se registra un incremento en la utilización de las energías renovables, razón por la que también se han incrementado los estudios e investigaciones relacionados con esta problemática [1].

En Colombia, la hidroenergía es considerada como la principal fuente de generación eléctrica, gracias a que el país cuenta con una ubicación geográfica propicia. Asimismo, se ve el aumento en la implementación e integración de las FNCER, pues a pesar de la alta inversión que representa implementar este tipo de energías, se está trabajando para superar las barreras del desarrollo económico, los aspectos socioculturales y políticos del país. En esta situación, el gobierno nacional y las autoridades del sector energético buscan estrategias que logren potenciar el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, siempre en búsqueda de la reducción de costos y afectaciones hacia las FNCER [2].

Con el apoyo de la UPME se han desarrollado estudios rescatando investigaciones recientes. En ese orden de ideas, revisada y estudiada la totalidad de la información, se realiza un análisis más específico centrado en los parámetros y variables más relevantes para la integración de la generación

eólica como parte del plan de expansión para la transmisión eléctrica. Además, se identifican variaciones que permiten establecer diferencias con el modelo tradicional ya que este conjunto de esfuerzos está encaminado a alcanzar el aumento de la capacidad de generación energética necesaria para satisfacer la demanda actual.

Esta investigación presenta el modelo base utilizado en estudios para el caso colombiano, como referente para el TEP, el cual se expone de manera específica y se toma como punto de partida para analizar el concepto de *integración de energía eólica*, aportando posibles contribuciones para el modelo del planeamiento de la expansión actual.

### III. PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

En todo el sistema eléctrico se presenta un aumento de la demanda a satisfacer, por lo que es necesario fortalecer las condiciones de crecimiento. Lo anterior es considerado como el problema de planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión y se hace práctico en el instante en que se cuenta con capacidad disponible para la generación. Esto se trata de forma más detallada en [3], donde se exponen los diferentes modelos matemáticos utilizados para el planeamiento de sistemas eléctricos de manera general y con algunas particularidades para el caso colombiano.

Los estudios e investigaciones realizados tienen como objetivo buscar alternativas que satisfagan la necesidad de expandir las redes de transmisión, transformación y generación eléctrica, en la medida que se evidencie crecimiento de la demanda. Por ejemplo, en [3] se exploran modelos matemáticos con funciones objetivo tales como el flujo de potencia, los límites de generación o parámetros relacionados con los costos de expansión. De igual forma, los antecedentes para el caso de la energía eólica presentan investigaciones encaminadas a establecer técnicas de optimización que arrojen soluciones reales. Este es el caso de [4], donde se emplean modelos matemáticos utilizando variables como la carga, la generación y los costos de operación, indicando que son las más apropiadas para obtener solución al TEP. Además, algunas investigaciones plantean el caso más crítico como escenario de estudio buscando obtener resultados reales y no ideales.

Para resolver el problema del planeamiento para la expansión de la transmisión se conocen diversos modelos empleados y que presentan continuo desarrollo, arrojando resultados reales y representativos. En esencia, se tiene información establecida como base concluyente para estas investigaciones, en [3] se exponen tópicos y conceptos como:

- Representación topográfica del sistema.
- Proyecciones del crecimiento de la demanda.
- Aumentos en la capacidad de la generación.

- Variación en el sistema de potencia representada en la carga.

En las investigaciones del TEP consultadas, se observa la incidencia en la utilización del modelo DC como punto de referencia y modelo con mejores resultados.

El modelo DC es utilizado para el TEP en [3] con la generalidad del flujo de carga DC, donde todos los circuitos deben cumplir con las dos leyes de Kirchhoff (KVL y KCL). Por esta razón, el modelo DC se convierte en un problema de MINLP complejo, presentándose el fenómeno de explosión combinatoria. Por lo anterior, el número de opciones que se debe evaluar aumenta, a causa de la alta cantidad de caminos y la posibilidad de adicionar 1, 2 ó  $n$  circuitos en cada camino. Para el desarrollo del TEP, la mayoría de los casos emplean este modelo como método de solución por las siguientes ventajas:

- Pruebas experimentales permiten que el modelo DC arroje resultados similares a los del modelo AC, en términos de la distribución de los flujos de potencia activa.
- Para el desarrollo del TEP, aplicando el modelo DC, se cuenta con diversas técnicas de optimización que demuestran un adecuado planteamiento y presentan resultados reales.

A la vez, presenta ciertas desventajas tales como:

- El problema del planeamiento de la expansión debe separar necesariamente el problema de ubicación de fuentes de potencia reactiva.
- Los resultados, en caso de proponer adiciones mediante el modelo DC, pueden ser insuficientes en algunos casos, por lo que se debe realizar una fase de refuerzos para que el sistema opere adecuadamente según el modelo AC [3].

El modelo DC es considerado como el modelo tradicional en los estudios del TEP debido a su recurrente utilización en investigaciones. También se encuentran versiones con algunas variaciones dirigidas a condiciones específicas que presentan resultados positivos. Algunos estudios emplean modelos diferentes al modelo DC. Por ejemplo, en [5] exponen modelos como el de transporte y el mixto, mostrando la técnica de optimización denominada como *búsqueda tabú*, técnica que se enfoca en el modelamiento del TEP considerando la incertidumbre en la demanda total del sistema y considerando la incertidumbre en la demanda individualmente para cada barra de carga. Por otra parte, hay casos de estudio en los que partiendo del modelo DC se emplean métodos de solución como la descomposición de Bender; tal es el caso de [6], donde se analiza el TEP con variables de la energía eólica buscando soluciones con datos reales y aplicables.

### Modelo DC

En (1) se presenta el modelo matemático tradicional, utilizado en [3] para el planeamiento de la expansión de la transmisión. Dicho modelo, se considera como una generalización del modelo aplicado para el flujo de carga DC.

En esta formulación se establece que  $v$  representa la inversión debida a adiciones de circuitos en el sistema y  $\Omega$  es un subconjunto de los corredores del sistema en donde se pueden realizar adiciones, definiendo un número  $n$  de nodos, ramas y nodos de generación.

#### Modelo DC.

$$\begin{aligned} \min v &= \sum c_{ij} n_{ij} & (1) \\ \text{s. a.} & & \\ -S(N + N^0)\Gamma S\theta + g &= d & (2) \\ (N + N^0)(\Gamma|S\theta| - \bar{f}) &\leq 0 & (3) \\ 0 &\leq g \leq \bar{g} & (4) \\ 0 &\leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} & (5) \\ ij &\in \Omega & \\ n &\text{ entero} & \\ \theta &\text{ irrestricto} & \end{aligned}$$

En donde:

- $\theta$  : Vector de ángulo de voltajes nodales.
- $N$  : Matriz diagonal que contiene el número de elementos de transmisión por cada camino.
- $n_{ij}$  : Número de elementos de transmisión a ser instalados entre los nodos  $i$  y  $j$ .
- $g$  : Vector de generaciones nodales.

Las siguientes variables mantienen constantes sus valores:

- $c_{ij}$  : Costo de adicionar un elemento en corredores  $ij$ .
- $S$  : Matriz incidencia elemento nodo transpuesta.
- $d$  : Vector de demandas.
- $\Gamma$  : Matriz diagonal con las susceptancias de los elementos de transmisión.
- $N^0$  : Matriz diagonal con el número de elementos existentes en la topología inicial.
- $\bar{f}$  : Límite máximo de potencia activa que pueden transportar los elementos.
- $\bar{n}_{ij}$  : Número máximo de líneas que se pueden instalar entre los nodos  $i$  y  $j$ .
- $\bar{g}$  : Máximo valor de potencia que pueden entregar los generadores.

En el modelo (1) se presenta las siguientes condiciones, las primeras dos restricciones (2) y (3) representan la KVL y KCL, respectivamente. En la segunda restricción también se presenta una complicación del problema inicial ya que se plantea la multiplicación de dos variables ( $\theta$  y  $N$ ), lo cual convierte al problema en un tipo de modelo no lineal y cambia

la condición de integralidad, dándole a la variable  $N$  la característica de entero mixto [3].

Del planteamiento (1), surgen dos problemas que se derivan de este modelo, uno corresponde al interrogante de dónde y cuántas líneas se puede ubicar dentro del sistema, indicando que es un problema de tipo económico denominado *problema de inversión*. Por otro lado, se tiene el *problema operativo* el cual hace alusión a la viabilidad desde el punto de vista técnico, donde se evalúa el cumplimiento de las restricciones eléctricas.

Las condiciones y variaciones mencionadas anteriormente del modelo son representadas a continuación, donde se adicionan condiciones o variables al modelo DC como lo son la carga y la generación ficticia para obtener resultados asociados al problema operativo, dándole viabilidad al modelo en todo momento.

#### Variaciones Modelo DC

$$\begin{aligned} \min v &= \sum r_i & (6) \\ \text{s. a.} & & \\ -SN^0\Gamma S\theta + g + r &= d & (7) \\ N^0(\Gamma|S\theta| - \bar{f}) &\leq 0 & (8) \\ 0 &\leq g \leq \bar{g} & \\ 0 &\leq r \leq d & (9) \\ \theta &\text{ irrestricto} & \end{aligned}$$

En donde:

- $r$  : Vector de generación ficticia.

En la expresión anterior, la ecuación (6) plantea la función objetivo de inversión inicial incluyendo la generación ficticia, además, se simplifican las expresiones (7) y (8) adicionando en esta última la variable  $r$ . A partir de esto se considera que el modelo DC es el principal referente para resolver el problema de planeamiento de la expansión en la transmisión, realizando diferentes variaciones dependiendo de la finalidad que se requiera. [3].

Se establece que la generación tendrá un valor máximo pasando a ser constante. Las nuevas variables que se emplean son  $r_g$  y  $r_c$  (generación y carga ficticia) necesarias para evitar infactibilidades.

Por otra parte, se presenta el modelo DC con parámetros asociados a la incorporación de incertidumbre [3], con características y factores econométricos que analizan comportamientos de la venta y la demanda de energía desde diversos puntos con respecto a diversas variables de tendencia económica. Estos modelos econométricos deben emplear proyecciones asociadas a factores como la venta de energía, las pérdidas de energía que se ven reflejadas en los niveles de distribución y transmisión, al igual que la demanda asociada a cargas industriales, la cual es muy significativa para el caso colombiano, donde se tienen grandes

consumidores industrializados que representan la mayor parte de la demanda doméstica anual [3].

Para definir el plan de generación se requiere determinar la disponibilidad de los recursos energéticos, la procedencia y la construcción de nuevos proyectos. Es claro que las proyecciones de demanda y generación están basadas en información que tiene una probabilidad de ocurrencia dada y, por lo tanto, es útil tener en cuenta dicha incertidumbre dentro del proceso de planeamiento [3].

Con lo mencionado, el problema operativo cuenta con un parámetro de incertidumbre que se incorpora al modelo presentando en (6), con posibles variaciones. Ahora, en la siguiente formulación se presenta la forma que ahora asumiría el modelo (6), basada en expresiones presentadas en [3].

#### Formulación Problema Operativo

$$\min v = \alpha \sum r_i - \delta \sum d_i \quad (10)$$

s. a.

$$-SN^0 \Gamma S \theta + g + r - d = 0 \quad (11)$$

$$N^0 (\Gamma |S \theta| - \bar{f}) \leq 0 \quad (12)$$

$$0 \leq g \leq g^{max} \quad (13)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (14)$$

$$g^{min} \leq d \leq d^{max} \quad (15)$$

$\theta$  irrestricto

En donde:

- $\alpha$ : Factor de penalización de demanda no atendida.
- $\delta$ : Variaciones en la demanda.

En la expresión (10) la función objetivo considera nuevas condiciones y variaciones relacionadas con las variables  $\alpha$  y  $\delta$ . Para garantizar que la demanda sea atendida únicamente con los generadores normales y no con los generadores ficticios se realiza la variación de  $\alpha$  con valores mayores a los que toma la variable  $\delta$ , como se presenta en las restricciones (13), (14) y (15). Otra característica relevante es establecer que las variaciones de la incertidumbre de la demanda y la generación se trabajan de manera individual para cada nodo.

El objetivo de la implementación de las variaciones planteadas anteriormente es alcanzar resultados acertados y soluciones para el planeamiento, cumpliendo con la intención de cubrir la mayor demanda posible empleando los menores costos posibles dentro del plan de expansión.

#### IV. INCLUSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA

En Colombia existen estudios realizados por parte de entidades encargadas de la planificación de soluciones energéticas desde lo social, económico, técnico y ambiental. La UPME, presenta actualizaciones periódicas del *Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión*, exponiendo las prioridades del SIN en el corto, mediano y largo plazo [7]. Se ha implementado para el caso de la

generación y de la transmisión un mecanismo de mercado denominado *cargo por confiabilidad*, lo que conlleva de manera mandataria a cumplir con la ejecución de proyectos viabilizados técnica y financieramente.

La UPME a través de [7], también establece un análisis de prospectiva de generación buscando establecer señales en el corto plazo y posibles alternativas en el largo plazo para atender los requerimientos de expansión energética en el país. El periodo de análisis comprende de 2014 -2018, considerando un sistema uninodal, para lo cual no entra en consideración las limitaciones de la red de transmisión. El principal criterio de referencia es minimizar costos, tanto de inversión como operativos, necesarios para la expansión y operación del sistema. Según lo anterior, se plantean diferentes alternativas o escenarios de expansión como son:

- Atraso de Proyectos.
- Alternativas de autonomía en el abastecimiento.
- Inclusión de FNCER.
- Posibles escenarios de demanda.

La UPME en [7], presenta un análisis económico asociado a la generación de energía eólica en el Norte del país; ha formulado diferentes alternativas y escenarios a largo plazo para la expansión de la transmisión incorporando energía eólica en la matriz de generación del país. Los requerimientos para esta alternativa se cuantifican en la nueva capacidad instalada, es decir, la proyección de crecimiento bajo, medio y alto basado en la revisión del 2014.

En los diferentes escenarios analizados en (7), se encuentra específicamente una alternativa con una capacidad de generación eólica de 474 MW, asociada a tres proyectos en la Guajira; evento que causa un desplazamiento de generación térmica convencional con capacidad de (250 – 300MW); aportando confiabilidad a este tipo de recursos. En los análisis realizados a la alternativa anterior, se determina el comportamiento energético de algunas variables y se establecen dos beneficios básicos cualitativos con la incorporación de los 474 MW, ellos son:

- Reducción del costo marginal del sistema
- Incremento de la confiabilidad del SIN en casos donde la energía hidroeléctrica es reducida.

Considerando el tipo de sistema colombiano como hidrotérmico, con una participación de hidroeléctricas de un 60% en la matriz de generación del SIN; el estado intermitente que presenta la energía eólica, conlleva a la posibilidad de ser absorbida por las plantas convencionales.

La UPME, a través de [7], establece una “*Metodología de valoración de beneficios, por la conexión de generación en el SIN*”, que busca determinar si están justificados los costos de inversión y de la futura conexión de una planta de generación eólica al SIN, evaluado desde la demanda; En (16) se presenta la formulación asociada a dicha valoración de beneficios:

### Valoración de Beneficios

$$\begin{aligned}
 B &= VPN \left( \sum_{i=1}^n \{ OEF_i (CRO - P_{escasez}) k \right. \\
 &+ E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + (CR_{sproxy_i} - CR_{cproxy_i}) \\
 &+ (Perd_{sproxy_i} - Perd_{cproxy_i}) \} \\
 &+ \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{q \in PER(q,i)} \left( \frac{(CR_{sproxy_i} - CR_{cproxy_i})}{n_i} \right) \right\} \Bigg) \quad (16)
 \end{aligned}$$

En donde:

- B: Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n: Último mes del periodo de estudio.
- i: Mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q: Conjunto de periodos  $i$  de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF $_i$ : Obligación de Energía en Firme del proyecto en el mes  $i$ .
- CRO: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$ : Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta existente más ineficiente.
- k: Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño
- $E_{b_i}$ : Energía que se espera sea transada en el mercado *spot* durante el mes  $i$ . Es el 20 % de la demanda de energía proyectada
- $E_{c_i}$ : Energía que se transa en contratos durante el mes  $i$ . Es el 80 % de la demanda de energía proyectada
- q  
 $\in PER(q, i)$ : Es el periodo de conjuntos  $i$  que pertenecen al conjunto  $q$ .
- $CM_{sproxy_i}$ : Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes  $i$ .
- $CM_{cproxy_i}$ : Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes  $i$
- $CR_{sproxy_i}$ : Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes  $i$ , sin considerar el proyecto de generación.
- $CR_{cproxy_i}$ : Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes  $i$ , considerando el proyecto de generación
- $Perd_{sproxy_i}$ : Corresponde a las pérdidas del SIN en el mes  $i$ , sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cproxy_i}$ : Corresponde a las pérdidas del SIN en el mes  $i$ , considerando el proyecto de generación

Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

En el caso de estudio empleado en [7], para los proyectos eólicos no se consideran las *obligaciones de energía en firme*, tampoco se observa una reducción en los costos esperados para la expansión necesaria de la transmisión, lo que podría producir un incremento de las pérdidas en el sistema de potencia. Por lo anterior, la relación beneficio/costo con generación eólica presentada inicialmente en (16), se resume en la expresión (17).

### Valoración de Beneficios - Generación Eólica.

$$\begin{aligned}
 B &= VPN \left( \frac{Num}{Den} \right) \\
 Num &= \sum_{i=1}^n E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) \\
 &+ \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left( \frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{n_i} \right) \right\} \quad (17) \\
 Den &= C_{red} + \sum_{i=1}^n (Perd_{sproxy_i} - Perd_{cproxy_i})
 \end{aligned}$$

Para el caso de estudio realizado en el departamento de la Guajira, al plantear (17) en diferentes escenarios de prueba se obtiene variaciones en el valor esperado de los costos marginales [7].

Además, para el caso colombiano se presenta el análisis de [8] y [9], donde se exponen las implicaciones técnicas y económicas de la integración de la energía eólica en el SIN. Estas investigaciones se desarrollan con datos específicos de la zona de la Guajira, donde se busca implementar un sistema de parque eólico con la finalidad de aumentar la generación del SIN, los estudios se desarrollan por medio de simulaciones, interpretando el impacto energético en la matriz de generación con una perspectiva económica y de confiabilidad en el suministro. Los resultados muestran altos niveles de intermitencia e inestabilidad técnica, estos últimos, determinadas a través del cálculo de la potencia generada.

### V. TÉCNICAS DE SOLUCIÓN

Frente al problema del TEP, se han propuesto diversos métodos que buscan dar solución a los problemas matemáticos que se plantean. De la revisión de los estudios e investigaciones, se logra determinar que las técnicas más utilizadas son las que se muestran en la Figura 1.

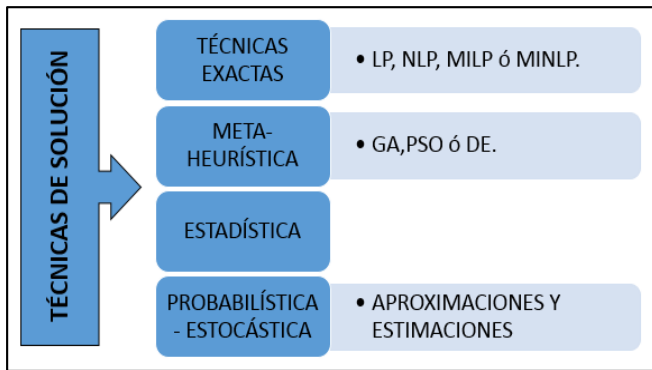


Figura 1. Técnicas de solución. Elaboración propia.

#### A. Técnicas exactas

Realiza las iteraciones necesarias para llegar a un resultado real. Hace referencia a modelos como: LP, NLP, MILP, MINLP o BD [10].

#### B. Metaheurística

Se refiere a técnicas como: GA, PSO o DE [10].

#### C. Estadística

Estas técnicas manejan variables y valores establecidos previamente, a partir de los cuales se realiza un análisis basado en fórmulas, buscando resultados sustentados en tendencias [10].

#### D. Probabilística – Estocástica

Generalmente, esta técnica es utilizada bajo las condiciones de desconocimiento de la demanda del sistema a trabajar. Hace iteraciones y da una respuesta con valores aleatorios, realizando aproximaciones y estimados. Trabaja con modelos como la simulación de Montecarlo [10].

## VI. TABLAS DE DATOS

En la

Tabla 1, se realiza la tabulación de la información recopilada de diferentes investigaciones y estudios que se encuentran asociados al problema del TEP, así como las eventuales variaciones de parámetros, consecuencia de la integración de la generación eólica. Se realiza la presentación de la información, clasificándola de manera cronológica, evidenciando así las características y los cambios que se han presentado en los últimos años, especialmente, en aquellas investigaciones que se basan en los modelos tradicionales.

La información de la

Tabla 1, se presenta a través de dos símbolos que se representan “Sí o No”, es decir la afirmación (✓) o negación (sin marca) de la información en cada uno de los casos. La

tabla muestra la información clasificada en tres parámetros principales:

#### A. Función objetivo

Principal parámetro de clasificación, definido como la base fundamental en todo método de solución pues se considera como el punto al que se desea llegar al finalizar el análisis. Como resultado de la documentación, se identifican las tres *funciones objetivo* que conservan la mayor utilización en los casos de estudio, que son:

- Costos: Representa los casos donde se tiene el objetivo de optimizar el factor económico y puede ser representado como costos de inversión, operación, generación, mantenimiento, etc.
- Carga: Representa los casos que buscan un análisis técnico, partiendo de la utilización de variables asociadas a la potencia dentro del sistema como el flujo, la potencia generada o carga por usuario.
- Potencia generada: Se presenta en los casos de estudio que emplean variables enfocadas en la generación eólica, como lo es la utilización de aerogeneradores como principal mecanismo de generación.

#### B. Restricciones

Son necesarias para superar un problema de optimización, ya que hacen parte fundamental de los modelos de solución en las diferentes técnicas. Se presentan tres que son las más generales con relación a las funciones objetivo establecidas, que además son las más comunes y utilizadas en estos estudios como complemento para lograr resultados favorables.

- KVL: 1ª Ley fundamental de los circuitos eléctricos, utilizada para el desarrollo de circuitos conociendo las tensiones del sistema, empleada en el desarrollo de los modelos de solución como principal restricción.
- KCL: 2ª Ley fundamental de los circuitos eléctricos, utilizada para el desarrollo de circuitos conociendo las corrientes del sistema, empleada en el desarrollo de los modelos de solución como principal restricción.
- Componentes y dispositivos: Variables asociadas a los dispositivos utilizados para la generación de energía eólica y los componentes que la constituyen. Estos proporcionan información necesaria al momento de implementar técnicas de solución.

#### C. Métodos de solución

Para la selección del método de solución se debe conocer previamente la función objetivo y las restricciones necesarias, con esto, se determina qué método presenta resultados más reales. En las investigaciones los métodos más empleados son:

- Meta-heurístico: Método empleado para resolver problemas matemáticos, entregando una solución óptima local y no global, es el método más común que implementa formulación matemática para la solución del problema de TEP [10].
- Probabilístico – Estocástico: Método que se implementa, generalmente, para fines económicos, ya que toma variables aleatorias y arroja resultados con gran exactitud, cumpliendo con las condiciones de optimización [11].
- Estadístico: Utilizado principalmente en casos de investigación aplicada, pues permite conocer todas las variables y los datos necesarios para la implementación de fórmulas específicas y así mismo, observar las tendencias que se presentan a partir de los resultados obtenidos en el sistema eléctrico bajo ciertas condiciones.

## VII. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA

En la

Tabla 1, se prueba la importancia que tienen variables como la demanda presente en el sistema y los costos asociados. Como se puede observar, en la mayoría de las investigaciones se incluyen estas variables y se identifican como la principal necesidad y característica en el análisis del TEP, ya que todos los estudios están encaminados a minimizar estos valores. Por otra parte, algunos artículos presentan modelos que se enfocan en la importancia de la potencia generada con los sistemas eólicos y las maneras de hacer óptima esta generación.

Para el caso de las restricciones, las leyes de Kirchhoff, son consideradas fundamentales y se implementan en la mayoría de las investigaciones por su gran importancia en el desarrollo de sistemas eléctricos. Asimismo, se presentan casos eventuales donde se emplean modelos con variables relacionadas, únicamente, con los componentes de los sistemas de generación en busca de una funcionalidad eficiente.

Los diferentes métodos de solución que emplean en los casos de estudios, presentan una tendencia en los objetivos que se modelan; aspectos que son propios de las investigaciones del planeamiento de la expansión en la transmisión. La selección del método a utilizar depende del direccionamiento que pretende dar el estudio o investigación. Cada estudio e investigación analizado en este trabajo con frecuencia parte del modelo DC, considerado ideal para estos estudios; cada caso adiciona o considera parámetros o factores asociados a los objetivos específicos.

De igual forma, se evidencia que en los últimos años hay una marcada tendencia de utilización de las técnicas exactas y los métodos de solución probabilísticos y estocásticos. Esto se debe a los resultados que arrojan valores admisibles para cumplir con las funciones objetivo ya establecidas, aportando avances en el problema del TEP.

Con el propósito de integrar la energía eólica como fuente de generación para el SIN, se establecen factores decisivos como: la demanda insatisfecha, la carga que ésta representa y los costos asociados a su implementación. Esto se plantea debido a la importancia de garantizar el suministro necesario.

## VIII. MODELO DEL TEP CON INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

En el caso de la integración eólica y su planeamiento para la expansión de la transmisión, se pueden realizar ajustes adicionales en la formulación inicial asociados a factores técnicos y económicos, implementando el modelo de flujo DC [6].

### A. Modelo DC en la formulación del TEP.

A continuación, se presenta la formulación matemática determinística estática para el TEP utilizada en [6].

#### Formulación Modelo DC - TEP

$$\min v = \sum_{(i,j)} C_{ij} n_{ij} + p_f \sum_k r_k \quad (18)$$

s. a.

$$S^T f + g + r = d \quad (19)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^0 + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (20)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad (21)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (22)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (23)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (24)$$

$$n_{ij} \text{ entero}$$

$$(i, j) \in \Omega, \quad k \in \Gamma$$

En donde:

- $C_{ij}$ : Costo de línea adicionada  $i$ - $j$  derecho de paso (\$).
- $n_{ij}$ : Número de líneas adicionadas en  $i$ - $j$ .
- $p_f$ : Factor de Penalización de carga.
- $r_k$ : Susceptancia de la línea entre los buses  $i$ - $j$ .
- $S^T f$ : Matriz de incidencia de nodo de sucursal, cuando una línea en  $m$ - $n$  esta fuera de servicio.
- $g$ : Vector de generación de potencia activa con los elementos  $g_k$  ( generación en el bus  $k$ ).
- $r$ : Vector de reducción de carga con elementos  $r_k$ .
- $d$ : Vector de la carga prevista.
- $f_{ij}$ : Flujo de potencia activa en el corredor  $i$ - $j$ .
- $n_{ij}^0$ : Número inicial de líneas entre los buses  $i$ - $j$ .
- $n_{ij}$ : Número de líneas nuevas agregadas al camino  $i$ - $j$ .



$\theta_i$ : Ángulo de fase en el bus  $i$ .  
 $\theta_j$ : Ángulo de fase en el bus  $j$ .  
 $\bar{f}_{ij}$ : Límite de flujo de potencia activa en el corredor  $i-j$ .  
 $\bar{g}$ : Vector de la capacidad máxima del generador.  
 $\bar{n}_{ij}$ : Número máximo de líneas que se pueden agregar al corredor  $i-j$ .  
 $\Omega$ : Conjunto de buses de carga.  
 $\Gamma$ : Conjunto de todos los corredores existentes y nuevos.

En el modelo dado en (18), se tiene como función objetivo encontrar la infraestructura de transmisión óptima para la demanda de carga máxima con mínima inversión y pérdida de costo de carga, cumpliendo con las limitaciones operacionales. Las restricciones corresponden, en su orden, a la ecuación de equilibrio nodal de potencia, la corriente continua del modelo, los límites operacionales del sistema y el rango de la variable de inversión; también, el conjunto  $(\Gamma, \Omega)$  corresponde a los buses de carga y a todos los corredores, existentes y nuevos.

Dentro de la formulación del problema del TEP, se puede incluir el criterio de seguridad N-1, estándar aplicable en las actividades de planificación y operación; enfrentando posibles fallas en alguno de los componentes del sistema eléctrico y generar así caída general en el sistema. A continuación, en (25) se presenta la modificación asociada a la inclusión del criterio N-1.

#### Formulación TEP - (Criterio de Seguridad N-1)

$$\min \left\{ \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + p_f \sum_k r_k + p_f \sum_{(m,n)} r_k^{mn} \right\} \quad (25)$$

s. a.

$$(S^{mn})^T f^{mn} + g^{mn} + r^{mn} = d \quad (26)$$

$$f_{ij}^{mn} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij} - 1) (\theta_i^{mn} - \theta_j^{mn}) = 0, \quad ij = mn \quad (27)$$

$$|f_{ij}^{mn}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij} - 1) \bar{f}_{ij}, \quad ij = mn \quad (28)$$

$$f_{ij}^{mn} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\theta_i^{mn} - \theta_j^{mn}) = 0, \quad ij \neq mn \quad (29)$$

$$|f_{ij}^{mn}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{f}_{ij}, \quad ij \neq mn \quad (30)$$

$$0 \leq g^{mn} \leq \bar{g} \quad (31)$$

$$0 \leq r^{mn} \leq d \quad (32)$$

$$(m, n) \in \Psi$$

En donde:

$r_k^{mn}$ : Vector de reducción, cuando una línea en el corredor de  $m-n$  esta por fuera de servicio con elementos de  $r_k^{mn}$ .  
 $S^{mn}$ : Matriz de incidencia de nodo de sucursal, cuando una línea en  $m-n$  esta fuera de servicio  
 $g^{mn}$ : Vector de generación de energía cuando una línea en el corredor  $m-n$  esta fuera de servicio con elementos  $g_k^{mn}$ .  
 $r^{mn}$ : Vector de reducción de carga cuando una línea con el corredor  $m-n$  esta fuera de servicio con los elementos  $r_k^{mn}$ .

$f_{ij}^{mn}$ : Flujo de potencia activa en el corredor  $i-j$ , cuando una línea en el corredor  $m-n$  esta fuera de servicio (MW).  
 $\theta_i^{mn}$ : Ángulo de fase en el bus  $i$ , cuando una línea en el corredor  $m-n$  esta fuera de servicio.  
 $\theta_j^{mn}$ : Ángulo de fase en el bus  $j$ , cuando una línea en el corredor  $m-n$  esta fuera de servicio.  
 $\Psi$ : Conjunto de contingencias seleccionadas.

La expresión (25), incluye nuevas restricciones las cuales denotan las variables con un subíndice  $mn$  que indica cuando una línea de paso queda libre. Las restricciones de (19) a (24) se deben cumplir con las condiciones adicionales de las restricciones (26) a (32). También se tiene en consideración aspectos como los costos de operación de los productores y su oferta, que se ven reflejados en el envío que realizan los generadores. Esta información se establece una vez se conozca el horizonte de planificación.

En ese orden de ideas, la formulación en (25), expone una dificultad en la planificación de la red, debido a un nuevo entorno desregulado donde se presentan costos de congestión, generando la necesidad de nuevas líneas las cuales dependen de las ofertas de los generadores y funciones de costos.

Dentro de la formulación expuesta para resolver el problema de la TEP, se presenta una alternativa para modelar la incertidumbre de la futura demanda y producción de energía eólica, para lo anterior es necesario empleando las expresiones (18) y (25), e implementando una formulación probabilística.

Para la formulación probabilística presentada se establecen conceptos que corresponden a la generación con fuente no convencional, en este caso, la energía eólica, esto con el fin de aplicar métodos de solución implementados en el planteamiento tradicional. En el caso de la generación eólica se asocian aspectos que se establecen como propios y significativos por la utilidad que representan; estos son:

- Las pérdidas de carga, esto se presenta para el caso de la generación eólica como la condición de intermitencia, y será remplazada por el concepto de reducción de carga bajo operación.
- La generación de energía eólica se reemplazará por la tasa de interrupción presente en las líneas de transmisión o incertidumbre en el futuro crecimiento de la carga.

Los conceptos anteriores se pretenden evaluar con el método de Simulación de Montecarlo.

$$\min v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + p_f E \left( \sum_k r_k \right) \quad (33)$$

En donde:

$E(y)$ : Valor esperado de la variable  $y$ .

TABLA 1. RESUMEN DE LOS DATOS DOCUMENTADOS.

Año estudio	Ref.	FUNCIÓN OBJETIVO			RESTRICCIONES			MÉTODO DE SOLUCIÓN			TIPO DE MODELO			
		Costos	Carga	Potencia generada	KVL	KCL	Componentes dispositivos	Meta-heurístico	Probabilístico, Estocástico	Estadístico	LP	NLP	MILP	MINLP
2008	[3]	✓			✓	✓		✓						✓
2008	[5]	✓	✓		✓	✓		✓						✓
2009	[12]	✓	✓		✓	✓		✓						✓
2009	[13]		✓	✓			✓		✓			✓		
2010	[8]	✓		✓	✓	✓	✓			✓				✓
2012	[14]	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓				✓	
2012	[9]		✓	✓			✓		✓				✓	
2012	[15]	✓		✓	✓	✓		✓						✓
2012	[6]	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓			✓		
2013	[16]		✓	✓	✓	✓		✓	✓			✓		
2013	[17]		✓	✓	✓	✓			✓				✓	
2013	[10]	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
2013	[18]	✓	✓		✓	✓				✓			✓	
2013	[19]	✓		✓	✓	✓				✓				
2014	[11]	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓			✓		
2014	[4]	✓	✓		✓			✓				✓		
2014	[7]	✓			✓	✓				✓				
2015	[20]	✓	✓		✓	✓		✓				✓		
2015	[21]	✓	✓		✓	✓			✓			✓		
2015	[22]		✓	✓	✓	✓			✓			✓		
2015	[23]	✓			✓	✓			✓					✓
2016	[24]		✓		✓	✓		✓	✓					
2016	[25]	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓			✓		
2016	[26]		✓	✓			✓		✓			✓		

Fuente: Elaboración propia

Partiendo de la expresión (33), se sugiere incluir una probabilidad para la reducción de carga en el caso que supere los límites establecidos, como se presenta en la formulación de (34).

Formulación TEP - (Reducción de Carga)

$$\min v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + p_{fe} Pr \left\{ \sum_k r_k > L_{max} \right\} E \left( \sum_k r_k \right) \quad (34)$$

En dónde:

$L_{max}$ : Porcentaje de la carga máxima total

Su utilización de (34), obliga a calcular soluciones que minimicen la probabilidad de presentar una reducción de carga máxima diferente a la del horizonte de planificación.

*B. Solución del problema de TEP*

Basados en la formulación presentada anteriormente, se inicia un análisis de reducción de carga para el caso de la generación eólica. El método de solución implementado es la descomposición de Bender, debido a sus características de solución en problemas no lineales entero mixto con expresiones probabilísticas y determinísticas. Según [6], el problema original se debe dividir en un problema maestro de programación binario entero que identifica las inversiones y subproblemas de operación, con programación lineal de variables enteras fijas que verifica si el esquema seleccionado puede cumplir con las restricciones de operación del sistema, las cuales se procederá a evaluar con la técnica de BD, identificando cada subproblema de operación como un escenario de estudio del sistema.

*1) Subproblema operativo probabilístico*

En el planeamiento estocástico de los recursos se establece que cada estado del sistema se presenta como un escenario de estudio. Con la utilización de la simulación de Montecarlo, se analiza la producción aleatoria que realiza la generación de energía eólica, la demanda de la carga e incertidumbre de interrupciones de los diferentes componentes del sistema. En todo estado del sistema en los subproblemas de operación, el objetivo es minimizar las reducciones de carga en condiciones normales, como se muestra en (35).

Formulación TEP – (Subproblema Operativo Probabilístico)

$$\min W_0 = p_f \sum_k r_k \quad (35)$$

s. a.

$$S^T f + g + r = d \quad (36)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}^t) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (37)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}^t) \bar{f}_{ij} \quad (38)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (39)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (40)$$

$$(i, j) \in \Omega \quad (41)$$

En dónde:

$W_0$ : Costo total de reducción de carga en operación normal sin contingencias (\$).

$n_{ij}^t$ : Solución obtenida de las iteraciones de BD

En este punto, se puede emplear los límites inferiores de los generadores como unidades de respaldo para un funcionamiento continuo, por razones de seguridad y acuerdos energéticos bilaterales contratados a largo plazo. Para el estimado de las pérdidas en cada rama se plantea un cálculo que se formula como se muestra en (42).

$$Loss_{ij} \approx 2 \cos \theta_{ij} (1 - \cos \theta_{ij}) \quad (42)$$

La mayor presencia de pérdidas de potencia activa se evidencia en los ramales de los extremos de los nodos, esto genera un proceso iterativo que busca valores de los ángulos de fase en los buses, que registren la mínima variación con relación a la iteración directamente anterior, para esto la generación debe ser fija.

Para el modelado del problema matemático implementando la generación eólica, se define  $P_W$  como la potencia de salida de las turbinas eólicas y se presenta en función de la velocidad del viento (dada en m/s), como se muestra en (43).

Calculo de Potencia de salida de Turbinas eólicas.

$$P_W = \begin{cases} 0 & \text{si } 0 \leq V_W \leq V_{CI} \\ P_R (V_W - V_{CI}) / (V_W - V_{CI}) & \text{si } V_{CI} \leq V_W \leq V_R \\ P_R & \text{si } V_R \leq V_W \leq V_{CO} \\ 0 & \text{si } V_{CO} \leq V_W \end{cases} \quad (43)$$

En donde:

$V_{CI}$ : Velocidad inicial de corte.

$V_{CO}$ : Velocidad máxima de corte del viento.

$P_R$ : Potencia nominal del aerogenerador.

Contando con una estimación de los valores de la generación de energía eólica, la potencia de salida puede ser calculada si se cuenta con la velocidad del viento y las características de la turbina eólica. Cabe indicar que, en muchos países, de acuerdo con las prácticas operativas se realiza un despacho prioritario. En este planteamiento se asume que, si la producción de un parque eólico se reduce, se debería a que el subproblema de operación no sea factible.

Para el caso en que no se consideren las tasas de interrupciones en las simulaciones de Montecarlo, se sugiere realizar un análisis de seguridad con un método determinístico para cada uno de los subproblemas, con el

objetivo de minimizar las variaciones en la carga, bajo una única contingencia, mediante la implementación de un despacho de generación.

Las restricciones asociadas al método determinístico para el análisis de seguridad presentan características definidas para lograr resultados reales. Se requiere emplear un análisis con base en una matriz de incidencia para cada contingencia, el subproblema de seguridad debe verificar todas las contingencias para continuar con el cálculo de reducción de carga. Por otra parte, se pueden realizar variaciones en las condiciones de las restricciones, como considerar el vector de generación de otra manera, únicamente, para lograr la reducción de carga, sin afectar en ningún momento valores de los costos de generación. Cualquiera de las dos opciones anteriores es viable.

El algoritmo que emplea el cálculo de la pérdida de carga y las variables esperadas en el subproblema de operación debe seguir los siguientes pasos, indicando que la carga, la demanda, la velocidad del viento y la disponibilidad de transmisión son independientes:

1. Determinar la tasa de interrupción forzada (FOR) de cada línea de transmisión y asignar una función de densidad de probabilidad (PDF).
2. Identificar la PDF de la carga máxima en el horizonte de la planificación.
3. Dado el valor medio y la desviación estándar de la velocidad del viento ( $V_w$  y  $\sigma_w$ ), la función que representa la velocidad del viento en los aerogeneradores.
4. Generar un número de la PDF uniforme estándar de la FOR de cada línea determinada en el paso 1, y compararlo con su indisponibilidad. Si este número es menor que su indisponibilidad, entonces la línea está apagada, de lo contrario está en funcionamiento.
5. Establecer un número a partir de la PDF de la carga máxima determinada en el paso 2 y en consecuencia, calcular la carga máxima en cada bus.
6. Generar un número de la distribución de la velocidad del viento determinada en el paso 3, y calcular la potencia salida de la turbina eólica utilizando el rango  $0 \leq g \leq \bar{g}$ .
7. Resolver el subproblema de adecuación para la configuración de la red del paso 4, carga del paso 5 y generación de energía eólica del paso 6.
8. Repetir los pasos 4 a 7, hasta obtener una precisión suficiente en las iteraciones.
9. Encontrar la probabilidad.  $P_R\{W_o > L_{max}\}$ .

## 2) Inversión (Problema maestro)

El problema maestro de esta formulación está relacionado con la inversión y los costos asociados, para el planteamiento de este subproblema, se parte de las adecuaciones realizadas con el subproblema operativo y las características adicionales, además de los recortes dados con BD. El problema de la inversión se considera como programación de

tipo entero binario con el objetivo de buscar los costos que representan la adición de nuevas líneas, basándose en las restricciones propias de los subproblemas sin la posibilidad de modificarlas. La formulación es la que se muestra en (44).

### Formulación TEP - (Problema Maestro)

$$\min v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} \quad (44)$$

s. a.

$$W_o^t + W_1^t + \sum_{(i,j)} \sigma_{ij}^k (n_{ij} - n_{ij}^t) \leq \beta, k = 1, \dots, t \quad (45)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (46)$$

$$n_{ij} \text{ entero} \quad (47)$$

$$\beta \geq 0 \quad (48)$$

Donde  $W_o^t$  y  $W_1^t$  son las soluciones de los subproblemas de adecuación y seguridad de la iteración anterior y  $\sigma_{ij}^t$  es la sensibilidad de los valores óptimos  $W_o^t$  y  $W_1^t$  con respecto a la variable de decisión. Los recortes de carga analizados con BD están representados por (44), y el factor de sensibilidad  $\sigma_{ij}^t$  está dado por (49).

### Formulación TEP – (Factor de Sensibilidad)

$$\sigma_{ij}^t = \sum_p (\pi_i^p - \pi_j^p) (\theta_i^p - \theta_j^p) \gamma_{ij}, p = 0, 1, 2, \dots, c \quad (49)$$

Aquí  $p$  es el subproblema de operaciones resuelto ( $p = 0$ ), para el subproblema de adecuación ( $p = 1, 2, \dots$ ) y para el subproblema de seguridad para cada contingencia ( $m, n \in \psi$ ).

En el caso en que los dos  $i$  y  $j$  de la derecha no estén conectados, el factor de sensibilidad es (50).

$$\sigma_{ij}^t = \sum_p (\pi_i^p - \pi_j^p) \bar{f}_{ij} \quad (50)$$

El costo total de la iteración de Bender se representa con la suma de las nuevas líneas agregadas además de los costos de carga reducidos, comparando los resultados del subproblema de inversión y el de operación.

El análisis de la formulación del problema de inversión es el resultado del costo total de la iteración de Bender, donde se considera la suma de las nuevas líneas adicionadas al sistema y la carga reducida. Lo anterior, multiplicado por la probabilidad calculada en el subproblema de inversión y el subproblema probabilístico de operaciones, arroja los resultados esperados.

## IX. ANÁLISIS DEL TEP CON INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

Los estudios realizados en los últimos años proporcionan información significativa para avanzar en el proceso de la

integración de FNCER al sistema eléctrico. En el caso puntual de la generación eólica, se tienen aportes y avances enfocados en buscar alternativas que permitan la integración a la matriz de generación del país, con la implementación de modelos como el probabilístico y planteando variaciones apoyados en el modelo de estudio implementado para el problema del TEP tradicional (modelo DC). Los parámetros y factores claves para cumplir con el objetivo del TEP, están asociados a la demanda futura y los costos que este representa; De igual forma, factores relacionados con los componentes generadores, y parámetros como la potencia de salida de las turbinas y mecanismos empleados para la generación a partir de energía eólica.

Un aspecto relevante en la integración de la generación eólica al SIN, es la condición de intermitencia que se presenta en esta forma de energía primaria, por lo que se considera como un componente de investigación más específico. La característica de intermitencia es propia de este tipo de energía y de su generación, a causa de esto, se genera mayor interés y enfoque sobre este factor, en el cual se trabaja para ajustarlo a los modelos tradicionales y darle un sentido más lógico dentro de las formulaciones.

La participación del modelo de flujo DC, es significativa y se considera una característica fundamental del problema del TEP, gracias a su formulación y facilidad de integración con factores y parámetros nuevos le da la importancia que tiene actualmente. Este modelo matemático ha sido la base para avances y soluciones positivas en el caso de variaciones y aportes no convencionales al SIN.

Para el caso colombiano, actualmente entidades encargadas de la planificación energética del país tienen la obligación de presentar análisis de alternativas que planteen avances para el cumplimiento de las proyecciones de demanda en los periodos determinados. Por esta razón, La UPME presenta una alternativa de posible integración de generación eólica, respaldada por análisis previos y resultados de la evaluación de escenarios que demuestran capacidades de generación favorables. Lo anterior, se debe complementar con estudios y análisis desde el punto de vista económico, siendo este el aspecto más relevante y definitivo para la viabilización de proyectos con fuentes de generación diferentes a las utilizadas actualmente en el país.

Dentro del caso colombiano, también se analizan las proyecciones climáticas anuales del país, aspecto propio y relevante para el escenario de la generación eólica, siendo este, un parámetro fundamental en el análisis de la generación de energía eléctrica. En [7], se presenta la alternativa de integrar la generación eólica a la matriz energética del país, como un respaldo energético para los casos eventuales en que se presenten reducciones en la generación por parte del mayor generador de energía eléctrica en el país como lo es el sistema hidroeléctrico. Lo anterior, se asocia a las características que presenta la energía eólica, la cual es considerada como una generación intermitente.

Dentro de la documentación revisada, se presentan casos de estudio donde se implementaban los modelos y las formulaciones para el problema del TEP sólo en sistemas de prueba, como los del IEEE, por su similitud a un sistema real. De igual manera, se evidenciaron investigaciones que se basan en proyectos o iniciativas de países que han implementado parques eólicos o granjas con resultados positivos; dichos resultados varían con respecto a la información con la que se trabaja, el nivel de desarrollo de los estudios y las pruebas que se practican.

## X. CONCLUSIONES

Se observa que en la mayoría de las investigaciones referencias y asociadas al TEP, emplean el modelo DC en su formulación, debido a las características que éste presenta y a la facilidad de implementación, además de la ventaja de adicionar nuevas variables y los resultados “reales” que se obtienen.

En la revisión de los antecedentes para el problema del TEP y de los estudios realizados sobre la integración de fuentes no convencionales a los sistemas eléctricos, se evidencia el desarrollo de alternativas que buscan desplazar la utilización de fuentes convencionales de generación de energía eléctrica, por FNCER, las cuales aporten capacidad de generación, apoyando de igual manera las plantas existentes en la matriz de generación del país. En muchos países se enfocan en este tipo de proyectos y la necesidad de satisfacer la demanda, con alternativas que resulten viables desde lo técnico y financiero. En Colombia, se planea implementar proyectos con fuentes no convencionales para aumentar la cobertura del SIN, y aportar al problema del TEP, de la mano del cumplimiento a lo establecido en la ley 1715 de 2014, donde se instituye la inclusión de nuevas alternativas con FNCER.

Se logra identificar qué factores y parámetros son necesarios para avanzar en el proceso de formulación del problema del TEP, con la documentación revisada se logra establecer cuáles son las funciones objetivo que se consideran para una integración óptima, identificando y estableciendo que minimizar costos asociados a comportamientos en la carga y adiciones al sistema son las variables esenciales para la solución de este tipo de problemas.

Por otra parte, se considera que los métodos para la solución de las formulaciones propuestas en todos los casos son el aspecto más importante y decisivo en el problema del TEP. Si se logra implementar un método adecuado al planteamiento expuesto se obtienen resultados coherentes con la realidad. La implementación de los métodos de solución son la clave para ampliar el horizonte de viabilidad de las alternativas empleadas, considerándose como aportes significativos y de gran importancia para un continuo avance y fortalecimiento de este tipo de investigaciones.

El aporte realizado como posible alternativa de formulación se presenta al considerar la aplicación de conceptos relevantes de la generación eólica y modelando variables que se trabajan en el planteamiento tradicional, con modificaciones que den cumplimiento a las restricciones y características propias del sistema. Esta formulación se considera como un aporte y posible modelo para obtener resultados óptimos.

Para finalizar, con el desarrollo de este trabajo se busca despertar el interés por temas que actualmente están aportando al progreso de los sistemas eléctricos a nivel nacional e internacional, además, ser la base de posibles investigaciones y pruebas. Este trabajo es un aporte al continuo ejercicio de la investigación y la base de posibles grandes avances.

## XI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. T. Mancera, «Promoción a la integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.» Informe UPME, Bogotá, 2015.
- [2] Toledo-Arias, «UPME,» Septiembre 2013. [En línea]. Available: [http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/18-2013-Evaluacin\\_de\\_la\\_energa\\_solar\\_fotovoltaiica\\_como\\_solucin\\_a\\_la\\_dependencia\\_energtica\\_de\\_zonas\\_rurales\\_de\\_Colombi\\_a.pdf](http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/18-2013-Evaluacin_de_la_energa_solar_fotovoltaiica_como_solucin_a_la_dependencia_energtica_de_zonas_rurales_de_Colombi_a.pdf). [Último acceso: 03 Mayo 2017].
- [3] C. A. Correa-Flórez, Planeamiento multiobjetivo de la expansión de la transmisión considerando múltiples escenarios de generación, Pereira: Trabajo de maestría: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética, «Incorporación de Generación Eólica en el Sistema Interconectado Nacional,» 23 Agosto 2014. [En línea]. Available: [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2013/Plan\\_GT\\_20...](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2013/Plan_GT_20...) [Último acceso: 23 Octubre 2016].
- [5] A. C. Rueda-Medina, Planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión con incertidumbre en la demanda e incorporando pérdidas usando búsqueda tabú, Pereira: Trabajo de maestría: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [6] G. A. Ofanos, P. S. Georgilakis y N. D. Hatziargyriou, «Transmission Expansion Planning of Systems With Increasing Wind Power Integration,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, n° 2, pp. 1355 - 1362, 2012.
- [7] UPME, «Plan de Expansión de referencia Generación - Transmisión 2014-2028,» Documentos - Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá, 2014.
- [8] I. Isaac, J. Gonzalez, J. Areiza, H. Biechl, H. Cardona y G. Lopez, «Large Scale Integration of Wind Energy in Colombia: Electrical Analysis- part I,» de *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, Sao Paulo, Brazil, 2010.
- [9] I. A. Isaac, J. W. Gonzalez, H. Cardona, G. Lopez y H. Biechl, «Large Scale Integration of Wind Energy in Colombia: Electrical Analysis-Part II,» de *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, Montevideo, Uruguay, 2012.
- [10] R. Hemmati, R. A. Hooshmand y A. Khodabakhshian, «State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 312-319, 2013.
- [11] R. Hemmati, R. A. Hooshmand y A. Khodabakhshian, «Market Based Transmission expansion and reactive power planning with consideration of wind and load uncertainties,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 1 - 10, 2014.
- [12] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, S. H. F. Cunha y G. C. Oliveira, «A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning,» *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-104, n° 11, pp. 3074 - 3083, 2009.
- [13] H. Yu, C. Y. Chung, K. P. Wong y J. H. Zhang, «A Chance Constrained Transmission Network Expansion Planning Method With Consideration of load and Wind Farm Uncertainties,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, n° 3, pp. 1 - 9, 2009.
- [14] C. Munoz, E. Sauma, J. Contreras, J. Aguado y S. de La Torre, «Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, n° 12, pp. 1281 - 1291, 2012.
- [15] X. Ma y Y. Zhou, «Coordination of Generation and Transmission Planning for Power System with Large Wind Farms,» *Energy Procedia*, vol. 16, n° C, pp. 1979-1985, 2012.
- [16] H. Park y R. Baldick, «Transmission Planning Under Uncertainties of Wind and Load: Sequential Approximation Approach,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, n° 3, pp. 2395 - 2402, 2013.
- [17] M. S. Javadi, M. Saniei, H. R. Mashhadi y G. Gutierrez-Alcaraz, «Multi-objective expansion planning approach: distant wind farms and limited energy resources integration,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, n° 6, pp. 652 - 668, 2013.
- [18] R. A. Jabr, «Robust Transmission Network Expansion Planning,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, n° 4, pp. 1 - 10, 2013.
- [19] R. Cariño-Garay y M. C. Medrano-Vaca, «Factores de Incertidumbre en la formulación financiera de proyectos de energía renovables: Caso de Proyectos Eólicos y de energía solar,» *Boletín IIE*, pp. 108 - 113, Julio - Septiembre 2013.
- [20] F. Ugranli y E. Karatepe, «Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 348-356, 2015.
- [21] C. Li, Z. Y. Dong, G. Chen, F. Luo y J. Liu, «Flexible transmission expansion planning associated with large-scale wind farms integration considering demand response,» *IET*

*Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, n° 15, pp. 2276 - 2283, July 2015.

- [22] D. Z. Fitiwi, F. de Cuadra, L. Olmos y M. Rivier, «A new approach of clustering operational states for power network expansion planning problems dealing with RES (renewable energy source) generation operational variability and uncertainty,» *Energy*, vol. 90, n° 2, pp. 1360-1376, 2015.
- [23] R. Hemmati, R. A. Hooshmand y A. Khodabakhshian, «Coordinated generation and transmission expansion planning in deregulated electricity market considering wind farms,» *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 620-630, 2016.
- [24] S. Lumbreras y A. Ramos, «The new challenges to transmission expansion planning. Survey of recent practice and literature review,» *Electric Power Systems Research*, vol. 134, pp. 19 - 29, 2016.
- [25] S. Dehghan y N. Amjady, «Robust Transmission and Energy Storage Expansion Planning in Wind Farm-Integrated Power Systems Considering Transmission Switching,» *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 7, n° 2, pp. 765 - 774, 2016.
- [26] F. Ugranli y E. Karatepe, «Transmission Expansion Planning for Wind Turbine Integrated Power Systems Considering Contingency,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, n° 2, pp. 1476 - 1485, 2016.

