

**EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO  
CRITERIOS DE ÓPTIMA POTENCIA AC**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO  
CRITERIOS DE ÓPTIMA POTENCIA AC**

**AUTOR:  
CAISAPANTA TAPIA WLADYMYR HERNANDO**

**DIRECTOR:  
CARRIÓN GALARZA DIEGO FRANCISCO**

**Quito, septiembre 2016**

Wladimir Hernando Caisapanta Tapia

**EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO  
CRITERIOS DE ÓPTIMA POTENCIA AC**

Universidad Politécnica Salesiana  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



**Wladimir Hernando Caisapanta Tapia** (Y'1992-M'03). Realizó sus estudios secundarios la Unidad Educativa Julio María Matovelle especialidad Físico Matemático. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en técnicas de modelado y simulación matemáticos orientados a la Expansión de Sistemas de Transmisión Eléctrica.  
[wcaisapanta@est.ups.edu.ec](mailto:wcaisapanta@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



**Diego Francisco Carrión Galarza** (Y'1981-SM'12). Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de Doctor en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana - Medellín Colombia. Es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador. En la actualidad es miembro del Grupo de Investigación Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).  
[dcarrion@ups.edu.ec](mailto:dcarrion@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2016 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO-ECUADOR

## **DEDICATORIA.**

*Wladimir Hernando Caisapanta Tapia*

*Dedico este trabajo a Dios y a mis padres Hernando Caisapanta y Gladys Tapia, quienes me acompañaron en todo momento en el transcurso a lo largo de mi carrera, siendo un apoyo total, brindándome su amor incondicional, sustento económico y orientación para no desistir de mi meta. Además dedico a mi hermano, quien me ha apoyado moralmente a no desistir de mi sueño y llenarme de valentía para nunca rendirme. Finalmente, dedico esta investigación a mis abuelitos fallecidos Jorge Tapia y Ester Tapia, que fueron fuente de inspiración en mi vida, y me amaron mucho y desde el cielo me brindan luz para seguir adelante.*

## **AGRADECIMIENTO.**

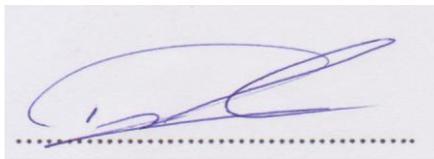
*Wladimir Hernando Caisapanta Tapia*

*Agradezco en primer lugar a Dios por darme la oportunidad de vivir este momento tan especial de ser profesional; agradezco a mi padre Hernando Caisapanta y a mi madre Gladys Tapia por apoyarme y darme la educación y la manutención. Agradezco enormemente a mi tutor y docente; Ing. Diego Carrión, quien con su gran conocimiento, excelente calidad de persona y su experiencia como investigador me guio y compartió sus conocimientos generosamente para poder hacer posible que este trabajo se realice exitosamente. Agradezco a todos los docentes a lo largo de mi carrera en la Universidad Politécnica Salesiana, ya que han sido excelentes maestros en cada materia y me han impartido con sinceridad conocimientos sólidos y de mucho potencial en la Ingeniería Eléctrica.*

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A**

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Expansión de Sistemas de Transmisión Eléctrica usando Criterios de Óptima Potencia AC* realizado por Wladymir Hernando Caisapanta Tapia, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, septiembre 2016



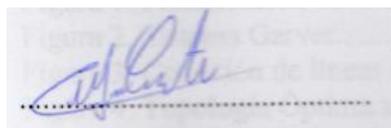
Diego Francisco Carrión Galarza  
Cédula de identidad: 1713703062

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Wladimir Hernando Caisapanta Tapia, con documento de identificación N° 1721942306, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Expansión de sistemas de transmisión eléctrica usando criterios de óptima potencia AC”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Wladimir Hernando Caisapanta Tapia

Cédula: 1721942306

Fecha: Quito, septiembre 2016

## 1. *INDICE GENERAL*

### CONTENIDO

1. <i>INDICE GENERAL</i> .....	7
2. <i>INDICE DE FIGURAS</i> .....	7
3. <i>INDICE DE TABLAS</i> .....	7
EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO CRITERIOS DE ÓPTIMA POTENCIA AC. ....	1
Resumen.....	1
Abstract .....	1
1. Introducción .....	2
2. Equilibrio entre la congestión y la demanda.....	3
3. Formulación matemática para la expansión de los sistemas de transmisión eléctrica basada en AC-OPF .....	4
4. Resultados de la topología óptima de la expansión del sistema de transmisión eléctrica .....	7
5. Conclusiones y Recomendaciones.....	8
Referencias.....	9
6. <i>Estado del Arte</i> .....	11

## 2. *INDICE DE FIGURAS*

Figura 1. Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión.....	3
Figura 2. Sistema Garver.....	7
Figura 3. Conexión de líneas existentes.....	8
Figura 4. Topología Óptima a implementarse.....	8
Figura 5. Resultado de la minimización de pérdidas. ....	8

## 3. *INDICE DE TABLAS*

Tabla 1: Simbología de las ecuaciones .....	4
Tabla 2: Simbología del algoritmo para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión.....	6
Tabla 3: Datos de los generadores. ....	7
Tabla 4: Conexiones de líneas existentes.....	7
Tabla 5. Conexiones de líneas candidatas.....	7
Tabla 6: Datos de los nodos del sistema. ....	8
Tabla 7: Resultado de minimización de pérdidas. ....	8
Tabla 8: Matriz estado del arte.....	11
Tabla 9. Resumen e Indicadores del Estado del Arte. ....	13

# EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO CRITERIOS DE ÓPTIMA POTENCIA AC.

## Resumen

En este trabajo se presenta un método que permite la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión (TEP) tomando en cuenta los criterios de óptima potencia AC mediante la utilización del flujo óptimo de potencia AC (AC-OPF) el cual proporciona una descripción más precisa del flujo de potencia en la red teniendo como función objetivo la minimización de las pérdidas de potencia.

Considerando que la congestión es el problema central de la planificación de expansión de sistemas de transmisión eléctrica debido a que impide satisfacer la demanda, el presente trabajo logra determinar el plan indispensable para robustecer la red mediante la resolución de un modelo de optimización no lineal entero mixto.

El modelo matemático propuesto fue aplicado en el sistema de Garver el cual es un sistema de prueba que está conformado por 6 buses en el cual se realizó estudios obteniendo como resultado las nuevas líneas que deben ser implementadas como parte de la expansión de transmisión demostrando de esta manera la eficiencia del método aplicado.

**Palabras Clave:** AC-OPF; Congestión; Expansión; Perdidas; Óptima; Transmisión.

## Abstract

This paper presents a method for planning the expansion of transmission systems taking into account the criteria for optimum power in AC by using the optimal power flow AC (AC-OPF) which provides presents a more accurate picture power flow in the network aiming function minimizing power losses.

Whereas congestion is the central problem of planning expansion of power transmission systems because it prevents meet demand was achieved determine essential to strengthen the network plan.

The proposed model was applied in the system Garver which is a test system consists of six buses in which studies were conducted resulting in optimal lines that must be implemented for TEP, thus demonstrating efficiency method applied.

**Keywords:** AC-OPF; Congestion; Expansion; Losses; Optima; Transmission

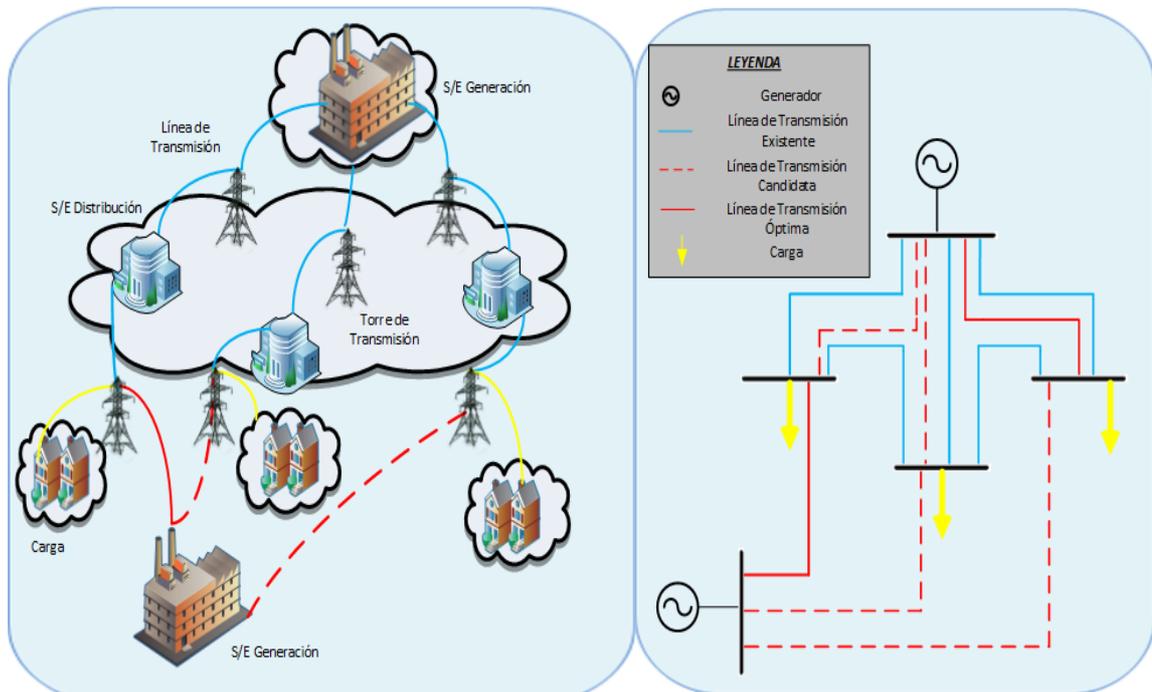
## 1. Introducción

Debido a la creciente demanda de electricidad, la actividad de transmisión se ha convertido en parte fundamental del sector de la energía siendo que en los sistemas de potencia se considera como la columna vertebral al sistema de transmisión razón por la cual el sistema de transmisión debe encontrarse bien estructurado mediante la adecuada implementación de infraestructura, aspecto por el cual la planificación se torne más difícil debido a las incertidumbres relacionadas con las cargas y los mercados de la electricidad [1].

Desde 1970 la planificación de la expansión de los sistema de transmisión (TEP) se soluciona considerándola como un problema de optimización [2], en tal sentido, se han producido muchas investigaciones tendientes a resolver el problema del TEP mediante la utilización de diversas técnicas [3]–[7]. La planificación de la expansión de los sistemas de transmisión eléctrica permiten determinar el plan necesario para poder reforzar la red a fin de lograr una operación segura confiable y óptima sin desconexión de carga [8]. Tomando en cuenta que el sistema de energía debe lidiar con muchas incertidumbres siendo la congestión uno de los problemas más relevantes durante la planificación de la expansión ya que puede dar lugar a nuevos impactos tales como la ineficiencia del mercado debido a la capacidad máxima de la red y afectar la estabilidad del sistema [9]. Razón por la cual se plantea un método de planificación de la expansión de los sistemas de transmisión mediante la utilización del flujo óptimo de potencia AC (AC-OPF) el cual proporciona una perspectiva más precisa del flujo de potencia en la red en relación al flujo de óptimo de

potencia DC (DC-OPF) el mismo que por lo general es utilizado para la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) [10], teniendo en cuenta que el TEP utilizado con AC-OPF es un problema de programación no lineal entera mixta (MINLP) [11].

Dentro de la expansión de la transmisión surge el problema de aumentar el número de las líneas de transmisión en una red de transmisión existente, las cuales deben trabajar de manera óptima con el sistema existente y que el nuevo sistema de transmisión se adapte frente a un aumento de carga eléctrica siendo esto un proceso estocástico que proporciona la determinación de dónde y qué tipo de línea de transmisión se requiere ser instalada pero que al mismo tiempo este servicio cumpla con los requerimientos técnicos y de fiabilidad [12]. Los problemas que afectan a la expansión de los sistemas de transmisión se analizan en [13], [14], de la misma forma se adquiere un mejor progreso del modelo de la TEP. Por lo general se utiliza el método DC-OPF para la resolución del problema TEP siendo no adecuado debido a que este método no toma en cuenta la potencia reactiva y esto no es adecuado para la planificación de un crecimiento inteligente por lo tanto para la resolución de este problema se muestra en varios trabajos la utilización de AC-OPF tomando en cuenta como una mejor alternativa para la resolución del (TEP) [15]–[17]. Por lo expuesto, en este trabajo presenta un modelo de optimización que tiene en cuenta la formulación matemática de orden no lineal de los flujos de potencia, considerando tanto la potencia activa y reactiva, permitiendo de esta manera al planificador modelar el mundo real y encontrar el plan óptimo basado en la minimización de pérdidas.



**Figura 1.** Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión.

En la Figura 1 se representa un sistema eléctrico de potencia existente conformado por 4 barras y una barra de generación adicional que permite la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión (TEP), mediante el uso de la programación no lineal entera mixta (MINLP) basado en un flujo AC-OPF con un enfoque de minimización de pérdidas tomando en cuenta las conexiones de las líneas existentes y las posibles conexiones de las líneas candidatas obteniendo las rutas óptimas a implementar en el sistema para el (TEP) abordando el problema de congestión en la transmisión.

En este trabajo presenta principales ítems de estudio acerca de: planificación de la expansión de los sistemas de transmisión y minimización de pérdidas de potencia activa. En la sección 2 se describe el problema de equilibrio entre la congestión y la demanda. En la sección 3 se formula el TEP mediante el uso del método MINLP basado en AC-OPF. En la sección 4 se muestra resultados gráficos

de la ruta óptima de la expansión del sistema de transmisión. La sección 5 establece conclusiones del trabajo y al final se presenta las referencias bibliográficas.

## 2. Equilibrio entre la congestión y la demanda

El rápido crecimiento de la demanda de los consumidores causa insuficiencia en la transferencia de energía de la red eléctrica disponible [18]; aspecto por el cual, las empresas eléctricas deben enfrentarse al reto de abastecer la demanda de electricidad para los próximos años con niveles de fiabilidad, calidad y seguridad aceptables [19].

El problema principal es la incertidumbre de la carga, la cual es definida como una variable estocástica que afecta directamente al sistema de transmisión determinando si el sistema se encuentra en estado normal o congestionado [20].

El sistema de transmisión se dice que está congestionado cuando ambas partes están de acuerdo para producir y consumir una determinada cantidad de

energía eléctrica, pero no lo hace debido a que se supera los límites térmicos de la red de transmisión [21]. Esto hace que empeore los impactos de ejercer poder de mercado que puede causar un aumento de los precios por encima de los costos marginales [22]. Por lo tanto una gestión de la congestión eficiente se convierte en uno de los indicadores más importantes del diseño de un mercado de energía para mostrar la capacidad de la red en un mercado competitivo.

Los sistemas de energía eléctrica son cada vez más y más complejos debido a los cuellos de botella en las redes de transmisión, principalmente por el crecimiento incierto de la demanda y un aumento de la heterogeneidad de los procesos de generación de energía teniendo como resultado el aumento de apagones y teniendo que la congestión restringe la capacidad de la red que impide el abastecimiento de energía de un conjunto de transacciones de energía [23].

Los responsables de observar las transacciones, controlar el estado del sistema y de la participación en el manejo de la congestión de la red se los denomina operadores de sistemas independientes (ISOs) retados a desarrollar un conjunto de acciones que permiten obtener el control del nivel de seguridad de los sistemas de energía [24], garantizando que el nivel sea aceptable sin perder en cuenta que la eficiencia del mercado sea del alto poder, es decir que los operadores del mercado tendrán que atenuar la congestión de la red manteniendo la eficiencia y seguridad del sistema de energía teniendo como resultado final que todos los participantes del mercado logren obtener los mismo derechos para poder entrar a un sistema de transmisión dentro del cual no exista discriminación alguna [25].

Para poder satisfacer la demanda requerida por parte de los operadores se verifica que dentro del mercado de

energía exista una oferta específica que comprenda las pérdidas que se producen en la red [26]. Otro de los puntos relevantes a tomar en cuenta es la gestión de transmisión que tiene pérdidas por transmisión que son especificadas en [27]–[29] denominadas como la diferencia existente entre la demanda y la generación siendo consideradas a pesar de que su impacto de pérdidas es pequeño [30].

Cuando existe una congestión a través de una línea de transmisión determinada los sistemas producen inconvenientes ya que se transforman en sistemas imperfectos produciendo una ineficiencia del mercado como consecuencia del límite de la red [31]. El proceso de reestructuración en el sector de la electricidad ha llevado a una interacción fuerte de los aspectos técnicos promoviendo una mayor calidad del servicio a futuro [32].

### **3. Formulación matemática para la expansión de los sistemas de transmisión eléctrica basada en AC-OPF**

Para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión eléctrica (TEP), el presente trabajo formula un método mediante el uso de la programación no lineal entera mixta (MINLP), determinando la infraestructura óptima a implementar en el sistema teniendo como función objetivo la minimización de pérdidas.

Tabla 1: Simbología de las ecuaciones

<b>Simbología de las ecuaciones</b>	
$i, j$	Índice de barras
$L_i$	Índice de líneas
$g$	Índice de generadores
$e$	Índice de existentes
$c$	Índice de candidatas
Bus	Conjunto de barras

Gen	Conjunto de generadores
Le	Conjunto de líneas existentes
Lc	Conjunto de líneas candidatas
Lec	Líneas existentes conectadas
Lcc	Líneas candidatas conectadas
$P_{Gen}$	Potencia activa de generación
$Q_{Gen}$	Potencia reactiva de generación
$P_{De}$	Demanda de potencia activa
$Q_{De}$	Demanda de potencia reactiva
ml	Variable binaria línea candidata
$P_{Li}^{ex}$	Flujo de potencia activa de líneas existentes
$Q_{Li}^{ex}$	Flujo de potencia reactiva de líneas existentes
$P_{Li}^c$	Flujo de potencia activa de líneas candidatas
$Q_{Li}^c$	Flujo de potencia reactiva de líneas candidatas
$P_{Gen,g}^{inf}$	Potencia activa mínima del generador.
$Q_{Gen,g}^{inf}$	Potencia reactiva mínima del generador.
$P_{Gen,g}^{sup}$	Potencia activa máxima del generador.
$Q_{Gen,g}^{sup}$	Potencia reactiva máxima del generador.
$ V_i $	Magnitud de voltaje
$ V_i^{min} $	Voltaje mínimo en la barra
$ V_i^{max} $	Voltaje máximo en la barra

El modelo planteado es el siguiente:

En (1) se muestra la función objetivo que es la minimización de las pérdidas del sistema, las cuales se obtienen de la diferencia entre la sumatoria de las potencias activas de generación menos las potencias activas de carga.

$$Min\ FOBJ = \sum_i P_{Gen} - \sum_j P_{De} \quad (1)$$

La función objetivo (1) tiene que sujetarse a las siguientes restricciones:

#### Restricciones

En (2) y (3) se observa el equilibrio de potencia activa y reactiva referente a cada bus.

$$P_{Gen} - P_{De} = \sum_{Li \in Lex} P_{Li}^{ex} + \sum_{Li \in Lcc} P_{Li}^c \quad (2)$$

$$Q_{Gen} - Q_{De} = \sum_{Li \in Lex} Q_{Li}^{ex} + \sum_{Li \in Lcc} Q_{Li}^c \quad (3)$$

En (4) y (5) se representa la potencia activa que fluye en las líneas de transmisión existentes y candidatas, incluyendo en estas últimas la interacción con la variable de decisión o binaria.

$$P_{Li}^{ex} = |V_i|^2 Gen_{ij}^e - |V_i||V_j| * (Gen_{ij}^e * \cos(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij}^e \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall i, j \in Bus, \forall Li \in Le \quad (4)$$

$$P_{Li}^c = ml|V_i|^2 Gen_{ij} - |V_i||V_j| * (Gen_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall i, j \in Bus, \forall Li \in Lc \quad (5)$$

De igual manera en (6) y (7) se muestra la potencia reactiva que fluye en las líneas de transmisión existentes y candidatas, incluyendo en estas últimas la interacción con la variable de decisión o binaria.

$$Q_{Li}^{ex} = |V_i|^2 Bus_{ij}^e - |V_i||V_j| * (Gen_{ij}^e * \sin(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij}^e \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall i, j \in Bus, \forall Li \in Le \quad (6)$$

$$Q_{Li}^c = ml|V_i|^2 Bus_{ij} - |V_i||V_j| * (Gen_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall i, j \in Bus, \forall Li \in Lc \quad (7)$$

En (8) y (9) se observa los límites de generación de potencia activa y reactiva.

$$P_{Gen,g}^{inf} \leq P_{Gen,g} \leq P_{Gen,g}^{sup} \quad \forall g \in Gen \quad (8)$$

$$Q_{Gen,g}^{inf} \leq Q_{Gen,g} \leq Q_{Gen,g}^{sup} \quad \forall g \in Gen \quad (9)$$

En (10) se indican los límites de magnitud de voltaje.

$$|V_i^{min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{max}| \quad \forall i \in Bus \quad (10)$$

En (11) se señala el máximo número de líneas a construir para el TEP.

$$ml \leq NT$$

$$\forall Li \in Le \quad (11)$$

Tabla 2: Simbología del algoritmo para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión.

---

### Simbología del Algoritmo para la TEP.

---

A	Parámetros de las barras del sistema existente
B	Parámetros de líneas existentes
C	Parámetros de líneas candidatas
D	Parámetros del generador
Q	Potencia reactiva
P	Potencia activa
T	Topología óptima
YB	Matriz Y de bus
Cij	Conductancia
Sij	Suceptancia

---



---

### Algoritmo para la TEP.

---

*Inicio*

**Paso 1:** Ingreso de los parámetros del sistema.

$$A = [V, V_{max}, V_{min}, P_{De}, Q_{De}]$$

$$B = [N_i, N_j, R, X]$$

$$C = [N_i, N_j, R, X]$$

$$D = [P, P_{max}, P_{min}, Q, Q_{max}, Q_{min}]$$

**Paso 2:** Calculo de la conductancia y suceptancia.

$$C_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad \forall Li \in Le, \forall Li \in Lc$$

$$S_{ij} = \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad \forall Li \in Le, \forall Li \in Lc$$

**Paso 3:** Creación de la matriz Y de bus.

$$YB(B, C) = [C_{ij}, S_{ij}]$$

**Paso 4:** Calculo del flujo de potencia activa y reactiva de las líneas existentes y candidatas.

$$P = |V_i|^2 - |V_i||V_j|(Gen_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij}^e \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall Li \in Le$$

$$Q = |V_i|^2 - |V_i||V_j|(Gen_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij}^e \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall Li \in Le$$

$$P = ml|V_i|^2 - |V_i||V_j|(Gen_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij}^e \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall Li \in Lc$$

$$Q = ml|V_i|^2 - |V_i||V_j|(Gen_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + Bus_{ij}^e \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad \forall Li \in Lc$$

**Paso 5:** Verificación de los límites de voltajes, potencia activa y reactiva.

$$P_{min} \leq P \leq P_{max}$$

$$Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$$

$$|V_i^{min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{max}|$$

**Paso 6:** Verificación del cumplimiento del balance de potencia activa y reactiva del sistema.

$$P_{Gen} - P_{De} = \sum_{Li \in Lex} P + \sum_{Li \in Lcc} P$$

$$Q_{Gen} - Q_{De} = \sum_{Li \in Lex} Q + \sum_{Li \in Lcc} Q$$

**Paso 7:** Calculo de las perdidas

$$\sum P_{Gen} - \sum P_{De}$$

**Paso 8:** Determinación de topología óptima a implementarse.

$$T = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

*Fin*

---

En el algoritmo para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión, de forma inicial se ingresa los datos del sistema a ser analizado tomando en cuenta que se debe insertar la proyección de la demanda por cada barra, el tipo de conductores, la potencia de los generadores referente al sistema

eléctrico de potencia implementado para que mediante un análisis sometido a restricciones se determina la topología óptima para el TEP obteniendo un minimización de pérdidas.

#### 4. Resultados de la topología óptima de la expansión del sistema de transmisión eléctrica

Para el caso de estudio se usó el sistema Garver [33] conformado por cinco barras y una sexta barra de generación adicional, tres generadores y seis líneas de transmisión existentes como se muestra en la Figura 2.

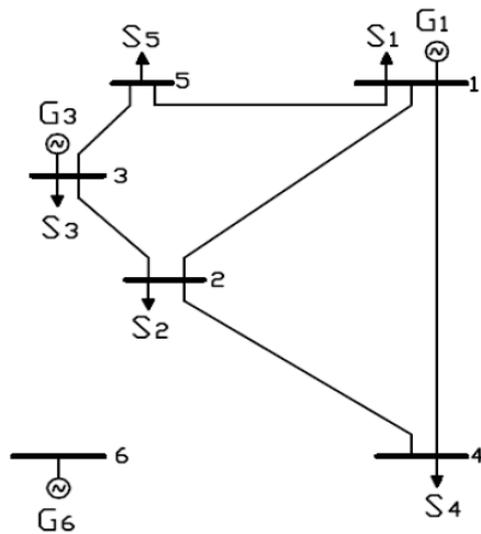


Figura 2. Sistema Garver.

En la Tabla 3 se indican los parámetros de los generadores del sistema siendo estos la magnitud de tensión, ubicación del generador, potencia activa y reactiva.

Tabla 3: Datos de los generadores.

Gen	Nodo	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)	V (kV)
1	1	50	100	102
2	3	360	100	104
3	6	600	100	104

En la Tabla 4 se indican los parámetros de las líneas existentes los cuales son impedancias, conexiones de las líneas, ángulos mínimos y máximos.

Tabla 4: Conexiones de líneas existentes.

Nodo Inicial	Nodo Final	R	X
1	2	0.10	0.40
1	3	0.09	0.38
1	4	0.15	0.60
1	5	0.05	0.20
1	6	0.17	0.68
2	3	0.05	0.20
2	4	0.10	0.40
2	5	0.08	0.31
2	6	0.08	0.30
3	4	0.15	0.59
3	5	0.05	0.20
3	6	0.12	0.48
4	5	0.16	0.63
4	6	0.08	0.30
5	6	0.15	0.61

En la Tabla 5 se indican los parámetros de las líneas candidatas como impedancias, conexiones de las líneas, ángulos mínimos y máximos.

Tabla 5. Conexiones de líneas candidatas.

Nodo Inicial	Nodo Final	R	X
1	2	0.10	0.40
1	4	0.15	0.60
1	5	0.05	0.20
2	3	0.05	0.20
2	4	0.10	0.40
2	5	0.05	0.20

En la Tabla 6 se indican los parámetros de cada nodo los cuales son magnitud de tensión inicial, máxima y mínima, demanda de potencia activa y reactiva.

Tabla 6: Datos de los nodos del sistema.

Nodo	Carga (MW)	Carga (MVar)	Tensión Inicial (kV)	Tensión Máx (kV)	Tensión Mín (kV)	$\Theta$ Max	$\Theta$ Min
1	20	0	102	110	90	30	-30
2	60	10	104	110	90	30	-30
3	10	0	104	110	90	30	-30
4	40	6	100	110	90	30	-30
5	60	10	100	110	90	30	-30
6	0	0	100	110	90	30	-30

En la Figura 3 se muestra las conexiones de las líneas existentes del sistema Garver.

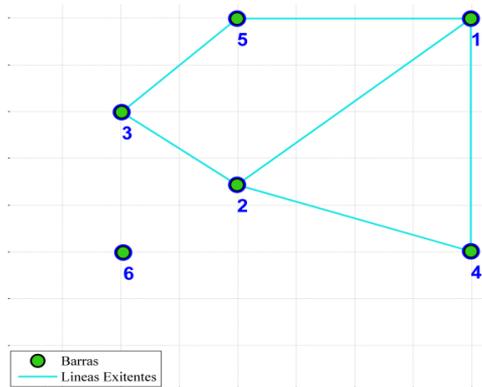


Figura 3. Conexión de líneas existentes.

El modelo se aplicó con éxito obteniendo como resultado la implementación de una línea de refuerzo desde el nodo 3 hasta el 5 y otra línea desde el nodo 6 hasta el nodo 4 siendo esta la topología óptima para el TEP que se muestra en la Figura 4.

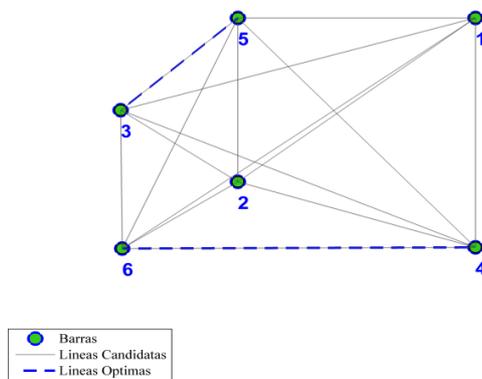


Figura 4. Topología Óptima a implementarse.

En la Tabla 7 y Figura 5 se indica la minimización de pérdidas que se obtuvo en el sistema.

Tabla 7: Resultado de minimización de pérdidas.

	Digsilent	Gams
Perdidas (MW)	5.773	2.93

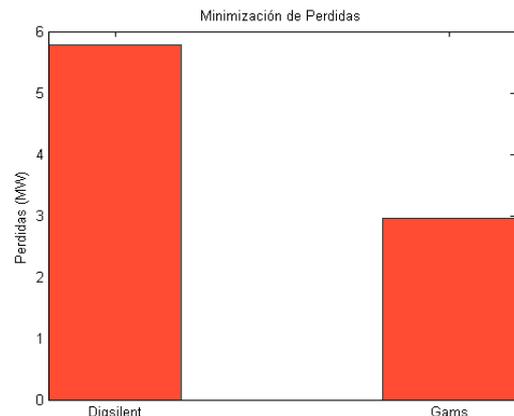


Figura 5. Resultado de la minimización de pérdidas.

## 5. Conclusiones y Recomendaciones

Debido a la no linealidad del problema el modelo matemático propuesto es resuelto mediante la programación no lineal entera mixta (MINLP) basado en un flujo AC-OPF que tiene la ventaja de tomar en cuenta la potencia activa y reactiva obteniendo una descripción más exacta de la red permitiendo al planificador modelar el mundo real y hallar la topología óptima que se debe

implementar para el TEP abasteciendo de esta manera la demanda proyectada. Se recomienda para futuros trabajos incluir en el modelo planteado los costos del sistema para mejorar la eficiencia y robustez del modelo.

### Referencias

#### *Artículos de revistas:*

- [1] C. Rathore and R. Roy, "A novel modified GBMO algorithm based static transmission network expansion planning," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 62, pp. 519–531, Nov. 2014.
- [2] L. Evaluation, "Loss Evaluation Automatic Transmission Planning with AC Load Flow and Incremental Transmission," no. February, 1965.
- [3] Y. P. Dusonchet, "Discrete Optimization and the Planning Networks of Electric," pp. 230–238, 1973.
- [4] Q. M. College, B. J. Cory, S. Member, and I. College, "Transmission System Expansion Planning by Interactive Methods," no. July, p. 1984, 1984.
- [5] G. A. Taylor, M. R. Irving, and Y. H. Song, "PLANNING TOOLS."
- [6] P. Maghouli, S. H. Hosseini, and M. O. Buygi, "A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments," vol. 24, no. 2, pp. 1051–1061, 2009.
- [7] S. Jin, S. Member, and S. M. Ryan, "Capacity Expansion in the Integrated Supply Network for an Electricity Market," vol. 26, no. 4, pp. 2275–2284, 2011.
- [8] T. Akbari and M. Tavakoli Bina, "A linearized formulation of AC multi-year transmission expansion planning: A mixed-integer linear programming approach," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 114, pp. 93–100, Sep. 2014.
- [9] A. M. L. P. Approach, N. Alguacil, A. L. Motto, and S. Member, "Transmission Expansion Planning ;," vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077, 2003.
- [10] J. Choi, T. Mount, and R. Thomas, "Transmission System Expansion Plans in View Point of Deterministic , Probabilistic and Security Reliability Criteria," vol. 00, no. C, pp. 1–10, 2006.
- [11] M. P. Moghaddam, H. Abdi, and M. H. Javidi, "Transmission Expansion Planning in Competitive Electricity Markets Using AC OPF," pp. 1507–1512, 2006.
- [12] B. Dewani, M. B. Daigavane, and A. S. Zadgaonkar, "A review of various computational intelligence techniques for transmission network expansion planning," 2012.
- [13] B. Graeber, "Generation and Transmission Expansion Planning in Southern Africa," pp. 983–988, 1999.
- [14] "Rule-based system for determining unit locations of," vol. 147, no. I, 2000.
- [15] A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Kamalinia, "Transmission Switching in Expansion Planning," vol. 25, no. 3, pp. 1722–1733, 2010.
- [16] M. Costeira and J. T. Saraiva, "Multiyear Transmission Expansion Planning using Discrete Evolutionary Particle Swarm Optimization," no. May, pp. 802–807, 2011.
- [17] J. H. Zhao, J. Foster, Z. Y. Dong, S. Member, and K. P.

- Wong, "Distributed Generation Impacts," vol. 26, no. 3, pp. 1434–1443, 2011.
- [18] J. Cha, J. Park, J. Choi, Y. Jung, and Y. Yun, "Determination of A Deterministic Reliability Criterion for Composite Power System Expansion Planning," pp. 1–6, 2009.
- [19] T. Krause, "Evaluating Congestion Management Schemes in Liberalized Electricity Markets Using an Agent-based Simulator," 2006.
- [20] M. Bachtiar Nappu, A. Arief, and R. C. Bansal, "Transmission management for congested power system: A review of concepts, technical challenges and development of a new methodology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 572–580, Oct. 2014.
- [21] S. Hao and F. Zhuang, "New Models for Integrated Short-Term Forward," vol. 18, no. 2, pp. 478–485, 2003.
- [22] M. O. Buvei, S. Member, G. Balzer, H. M. Shanechi, S. Member, and M. Shahidehpour, "Planning: Fuzzy Risk Assessment," no. April, 2004.
- [23] R. D. Christie and B. F. Wollenberg, "Transmission Management in the Deregulated Environment," vol. 88, no. 2, 2000.
- [24] A. M. Leite, L. S. Rezende, and G. J. Anders, "Transmission Expansion Planning: A Discussion on Reliability and 'N-1' Security Criteria," pp. 244–251, 2010.
- [25] J. B. Cardell, "Improved Marginal Loss Calculations During Hours of Transmission Congestion," vol. 00, no. 1, pp. 1–8, 2005.
- [26] B.-H. F. Flores, J. H. M. Salonga, and A. C. Nerves, "Multi-objective Transmission Expansion Planning Using an Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Fuzzy Decision Analysis," *2011 Fifth Asia Model. Symp.*, pp. 168–173, May 2011.
- [27] M. J. Rider, A. V Garcia, and R. Romero, "Power system transmission network expansion planning using AC model," no. c, pp. 731–742.
- [28] S. N. Siddiqi, R. Planning, R. Division, L. Colorado, and R. Authority, "Value-based Transmission Planning and the Effects of Network Models," vol. 10, no. 4, pp. 1835–1842, 1995.
- [29] R. A. Jabr and S. Member, "Polyhedral Formulations and Loop Elimination Constraints for Distribution Network Expansion Planning," vol. 28, no. 2, pp. 1888–1897, 2013.
- [30] T. Akbari, A. Rahimi-kian, and M. Heidarizadeh, "Security-Constrained Transmission Expansion Planning: A Multi-Objective Approach."
- [31] G. B. Shrestha and P. A. J. Fonseka, "Congestion-Driven Transmission Expansion in Competitive Power Markets," vol. 19, no. 3, pp. 1658–1665, 2004.
- [32] M. Pereira, A. Vojdani, and P. Sandrin, "1466 ieee," no. 4, pp. 1466–1474, 1998.
- [33] L. Programming, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming," no. 7, 1970.