

**EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA  
CONSIDERANDO CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN.**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:  
EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO  
CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.**

**AUTOR:  
RONNY HERNÁN SUÁREZ FARINANGO**

**TUTOR:  
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

**Quito, Noviembre 2020**

**RONNY HERNÁN SUÁREZ FARINANGO**

**EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**RONNY HERNÁN SUÁREZ FARINANGO** (D'1991 – O'2020). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “San Pedro Pascual” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la expansión del sistema eléctrico de potencia considerando conmutación óptima de líneas de transmisión.  
rsuarezf@est.ups.edu.ec

*Dirigido por:*



**DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA** (Y'1981-M'12). Se graduó como Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en el año 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de 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@est.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  
©2020 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO-ECUADOR

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

Yo, DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO CONMUTACIÓN OPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN realizado por RONNY HERNAN SUAREZ FARINANGO obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Noviembre 2020



.....

DIEGO FRANCISO CARRIÓN GALARZA

C.C.: 1713703062

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, RONNY HERNÁN SUÁREZ FARINANGO, con documento de identificación N° 172430540-2, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO CONMUTACIÓN OPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN realizado por RONNY HERNAN SUAREZ FARINANGO, 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.

Quito, Noviembre de 2020



.....  
RONNY HERNÁN SUÁREZ FARINANGO

C.C.: 172430540-2

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Expansión y conmutación en las líneas de transmisión .....	5
2.1	Expansión del sistema eléctrico de potencia (tep). .....	6
2.2	Considerando perdidas técnicas en dc.....	7
2.3	Modelo optimo considerando flujos dc.....	7
2.4	Conmutación optima de transmisión ots. ....	8
3	Formulacion del problema. ....	9
4	Análisis de resultados.....	11
4.1	Casos de estudio.....	12
4.2	Sistema garver, sistema a prueba. ....	12
4.3	Sistema ieee-39 barras, a prueba.....	14
5	Conclusiones .....	21
6	Trabajos futuros .....	22
7	Referencia .....	22
8	Anexos.....	25

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de transmisión conmutando líneas .....	4
Figura 2. Sistema de Garver's – 6 barras. ....	11
Figura 3. Flujo optimo DC Sistema de Garver's – 6 barras aplicado OTS.....	12
Figura 4. Variación angular Sistema de Garver's – 6 barras. Aplicado OTS .....	13
Figura 5. Variación angular Sistema de Garver's – 6 barras. Aplicado TEP.....	13
Figura 6. Flujo optimo DC Sistema de Garver's – 6 barras. Aplicado TEP- periodo inicial/ final .....	13
Figura 7. Sistema de Garver's aplicado OTS-TEP. ....	14
Figura 10. Flujo optimo DC Sistema IEEE-39 barras aplicado OTS .....	15
Figura 11. Flujo optimo DC sistema IEEE-39 barras aplicado TEP.....	16
Figura 12. Variación angular Sistema IEEE-39 barras. Aplicado OTS.....	17
Figura 12. Variación angular Sistema IEEE-39 barras. Aplicado TEP .....	18
Figura 14. Sistema IEEE-39 barras.....	19
Figura 15. Sistema de Garver's TEP periodo inicial.....	20
Figura 16. Resumen e indicador de la temática .....	28
Figura 17. Indicador de formulación del Problema .....	29

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos del sistema de Garver.....	11
Tabla 2. Parámetros de líneas aplicados a TEP.....	21
Tabla 3. Líneas conmutadas en el sistema IEEE-39 Barras.....	25



# EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

## Resumen

En este trabajo, se considera la conmutación óptima de transmisión (OTS) y la planeación de la expansión del sistema eléctrico de potencia (TEP), se realizaron pruebas en diferentes sistemas eléctricos de potencia (SEP), como lo son: Sistema de Garver y el sistema de prueba de 39 barras del IEEE, justamente OTS se basa en un análisis para determinar el flujo de las líneas dependiendo de la demanda proporcionada, para abastecer esa carga, pero minimizando costos del sistema en base a los parámetros iniciales, en esta optimización realizada en ambos sistemas de prueba, se realizaron mediante una programación lineal mixta (MILP), para determinar variables binarias, el cual determina si las líneas de transmisión permanecen fuera de servicio o en operación, a partir de los resultados de OTS, son parámetros iniciales para converger con TEP, se lo realiza para que a más de desconectar líneas, que puede redireccionar su flujo, y abastecer la carga, se planifica una expansión para un periodo multianual, el cual deberá ser óptimo y eficaz para suministrar la demanda creciente anual. Los resultados obtenidos determinaron algunas características no viables, es decir en los parámetros por defecto en el sistema, tuvieron que tener algunas modificaciones minuciosas para converger el sistema y encontrar una solución óptima. El periodo moderado será de siete años, justamente para justificar su demanda porcentual excedente cada año.

**Palabras clave:** Expansión de sistemas de potencia, Conmutación óptima de líneas de transmisión, Costos, Periodo multianual, Flujo óptimos de potencia DC.

## Abstract

In this work, optimal transmission switching (OTS) and power electrical system (TEP) expansion planning are considered, tests will be performed on different electrical power systems (PMI), such as: Garver System and IEEE's 39-bar test system, precisely OTS relies on an analysis to determine line flow depending on the demand provided, to supply this load, but minimizing system costs based on initial parameters, in this optimization performed on both test systems, were performed using mixed linear programming (MILP), to determine binary variables, which determines whether transmission lines remain out of service or in operation, based on OTS results, are initial parameters for converging with TEP, it is done so that more than disconnect lines, which can redirect its flow, and supply the load, an expansion is planned for a multi-year period, which must be optimal and effective to supply the annual rising demand. The results obtained determined some non-viable features, i.e. in the default parameters in the system, they had to have some thorough modifications to converge the system and find an optimal solution. The moderate period will be seven years, just to justify its surplus percentage demand each year.

**Keywords:** Power System Expansion, Optimal Transmission Line Switching, Costs, Multi-Year Period, Optimal DC Power Flow

## 1 Introducción

La energía se suministra de manera eficiente y flexible desde la red eléctrica, que se puede generar de diversos modos y se puede suministrar de forma segura, económica y eficiente. En las líneas de transmisión existen muchas complejidades, una de las cuales es la demanda creciente anual que se lo puede denotar con el plan de expansión de transmisión (TEP), que se considera estático, mientras que para minimizar la congestión del sistema se requiere la conmutación óptima de las líneas de transmisión (OTS).

Lo cual permite mediante un programa no lineal de enteros mixtos (MILP), calcular efectuando variables binarias para detectar las líneas adecuadas que se mantiene en operación o fuera de servicio, posteriormente proceder para ejecutar la operación [1]. Sin embargo, se reconoce, tanto formal como informalmente, que los operadores de sistemas pueden cambiar la topología de los sistemas, y lo hacen para mejorar los perfiles de voltaje o aumentar la capacidad de una compuerta de flujo [2].

El operador del sistema puede cambiar ciertos elementos de red tanto en operación, como en fuera de servicio para cambiar los flujos de energía en la red. De esta manera, el operador pudo reducir la congestión de la red. Por lo tanto se encontró que en el caso de prueba estándar IEEE de 118 buses se puede lograr un ahorro del 25% en el costo de envío del sistema según [2]. El sistema energético debe ser contrarrestado a través de la expansión, el fortalecimiento y la situación existente que se conoce como planificación de expansión del sistema energético. Debido a la complejidad del

sistema de suministro de energía, es muy difícil encontrar la solución óptima para expandir el sistema de suministro de energía, teniendo en cuenta las unidades generadoras, transformadores, líneas de transmisión y otros dispositivos de red [3].

El objetivo principal de la transmisión de etapas múltiples sobre la planificación del TEP especifica dónde, cuándo y qué refuerzos se instalarán en la red para garantizar una calidad adecuada de suministro de energía para los clientes. En un mercado de energía competitivo, TEP es una tarea de optimización compleja para garantizar que el sistema de energía cumpla con los requisitos y criterios de seguridad esperados a lo largo del horizonte de planificación, al tiempo que minimiza los costos de inversión, operación e interrupción.

Teniendo en cuenta la conceptualización, [4] menciona que un nuevo modelo toma como base la formulación del modelo disyuntivo que luego se complementa con tres grupos principales de restricciones con respecto a los criterios mencionados. Se ha realizado un caso de estudio en un sistema eléctrico real existente en Lima, Perú, donde se obtiene un plan de expansión flexible, similar al método de valoración de opciones reales, que contribuye a maximizar eficiencia técnica de lo público y lo privado inversiones en TEP [4].

Optimizar el uso de la transmisión y el desarrollo de tecnologías de transmisión avanzadas también es un aspecto importante para desarrollar una red eléctrica más inteligente y flexible [5]. Acordado con lo descrito, a diferencia de este tema propuesto en este documento se procederá a realizar y desarrollar un plan de expansión en el Sistema Eléctrico de

Potencia (SEP) considerando la conmutación de líneas de transmisión y efectuando un análisis en las líneas de transmisión multianual referenciando al crecimiento de la demanda, esto con el fin de mejorar la eficiencia de transporte de energía y economizar costos del sistema.

Como se interpreta, el operador del sistema utiliza la estrategia de conmutación de transmisión para reducir nuevamente la sobrecarga del sistema u otra contingencia. El algoritmo de optimización identifica las líneas de transmisión que deben eliminarse para reducir la congestión. Sabemos que el objetivo principal es minimizar el costo total de generación del sistema de energía sujeto a las restricciones físicas, como los límites de voltaje del bus y los límites de flujo de la línea de transmisión. Además de minimizar el costo social del sistema, se asume que la conmutación de líneas de transmisión al momento de dejar dentro o fuera de servicio, se reconfigura la topología con parámetros de confiabilidad  $N-1$ [6].

Teniendo fundamentos básicos detallados, existen investigaciones realizadas en OTS por parte de [2], realizando un despacho de generación óptima considerando la topología del sistema, mediante un método de optimización conocido como MILP, determinando el estado de operación de sus líneas de transmisión, así como, al equipo y relaciones lineales para describir el sistema físico, lo cual concluyó que mediante un modelo de optimización, determinando la topología de la red de transmisión y una salida de generación para cumplir con una carga estática.

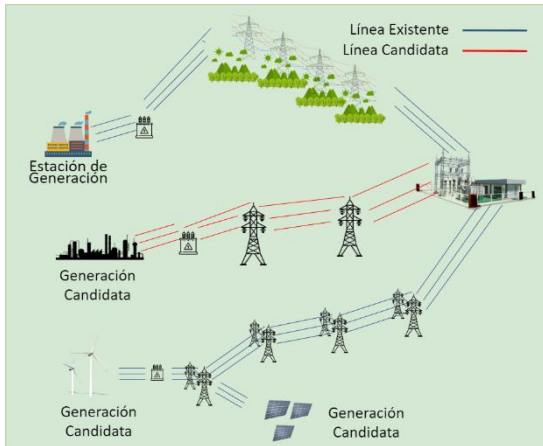
Existió grandes mejoras en el costo del despacho del sistema, optimizando la red

de transmisión, conmutando líneas en operación y fuera de servicio, lo cual el sistema había mejorado en un 25%, logrado en un sistema IEEE de 118 barras de prueba de red.

Por consiguiente, en la conmutación de líneas de transmisión no es necesariamente tener un impacto negativo en la confiabilidad, lo cual provee que en un trabajo a futuro se realice análisis de contingencias en cualquier sistema particular utilizando redes controlables, ya que solo se han realizado en redes estáticas, para garantizar que el despacho sea seguro y la confiabilidad no se vea afectada negativamente.

Por otro lado, [7] estudia el análisis de OTS con problemas en las líneas de transmisión, que menciona mejorar la eficiencia del sistema limitando las líneas de transmisión que deberían ser desconectadas o fuera de servicio mediante un modelo matemático avanzado para mejorar la eficiencia del SEP, por efecto de su estudio, el modelo matemático permitió encontrar de manera eficiente soluciones prácticas y eficientes que indican la desconexión en un número reducido de líneas de transmisión, obviamente con una restricción adicional en el número máximo de líneas de transmisión que se pueden desconectar.

De igual manera estas pruebas se realizaron en el mismo modelo IEEE 118 barras, además se visualizó que en los costos de generación se puede reducir mediante la modificación de la topología del sistema con la desconexión de líneas de transmisión.



**Figura 1.** Sistema de transmisión conmutando líneas

Siendo el TEP expuesto, [8] estudio la planificación integrada de expansión de generación y transmisión utilizando el método de descomposición de Bender generalizado. Que menciona un gran problema cotidiano que se viene dando en la red eléctrica, es la planificación de energía debido al gran incremento de demanda energética, sin embargo existen restricciones, como la más primordial, que son las grandes inversiones financieras, este parámetro es muy debatiente en nuestro país ya que existen muchas restricciones para poder financiar un proyecto realizado por cualquier compañía energética nacional, por consiguiente la planificación de la expansión se define varios parámetros necesarios que son: decidir el tipo y la cantidad de tecnologías de generación o transmisión que se deban agregar al sistema de energía, y el momento apropiado para incorporarlos, de modo que la demanda energética futura y las condiciones de confiabilidad se puedan cumplir al menor costo [8]. Es obvio que los ejercicios de planificación separados para la creación y expansión de la transmisión no garantizan que los costos generales se minimicen en general. El problema general de la expansión basado

en un flujo de potencia en AC, es considerado como no lineal, lo cual se aplicó un método combinacional, pero este detalla una complejidad adecuada, por ende, para tratar las variables por separado, debido a este inconveniente el método de descomposición según las investigaciones se aplica método generalizado de descomposición de Bender (GBD). Basado en un flujo de potencia CC que satisface la condición de convergencia, pero no puede considerar el flujo de potencia reactiva, Por lo tanto, el método GBD basado en el modelo de CA linealizado propuesto se aplica con éxito al sistema Garver de 6 buses. Este estudio tuvo por conclusión que el método se implementa con éxito aplicado al sistema de seis buses de Garver, que es uno de los más utilizados para la transmisión. El tiempo de cálculo contrastado con el método GBD basado en el flujo de potencia de CC y el método de búsqueda combinada respectivamente. En sí, este es un estudio del cual sería un aporte a futuras investigaciones o estudios. Ahora referente sobre la expansión, [9] realizó el estudio sobre una nueva planificación de expansión de la red de transmisión adaptativa de múltiples etapas para contrarrestar la ocurrencia de fallas en cascada, lo cual procede que en los últimos años la cantidad de apagones en cascada sobrecargados con grandes impactos económicos y sociales han aumentado de una manera espontánea, justamente por esa razón es que se debió a la investigación sobre la expansión de sistema eléctrico, lo cual evita racionalmente las contingencias para reducir estas amenazas. Los estudios de operación se llevan a cabo para mejorar la conciencia situacional de operadores, lo cual deben ofrecer soluciones en tiempo

real para mitigar la propagación de fallas en cascada. El objetivo principal de la expansión del sistema eléctrico es determinar la ubicación óptima de las nuevas líneas de transmisión, con el fin de minimizar los costos de operación e inversión para mitigar la ocurrencia de falla en cascada, lo cual se aplicó un método de enfoque analítico/ práctico determinista (OTNVA) con una planificación pseudodinámica la cual considera la adición de líneas de forma iterativa a la topología de la red de transmisión hasta el punto que se cumple el criterio de finalización. Por eso en este estudio se visualizó que existen cuellos de botella en la red de transmisión, además la evaluación de vulnerabilidad propuesta puede encontrar la línea crítica teniendo en cuenta las propiedades macroscópicas del evento de lanzamiento y propagación, lo que aumenta la eficiencia de la planificación de la expansión de la transmisión para mitigar los efectos de la falla en cascada. Esto se hace para fortalecer la red de transmisión en los sistemas de prueba IEEE 39 y 118 barras, lo cual queda demostrado que esta estrategia puede ofrecer un plan óptimo para remediar cualquier debilidad de la red de transmisión en el contexto de una falla en cascada.

Debido al acontecimiento de crecimiento de la demanda eléctrica, no solo a nivel nacional, sino mundial, esta investigación conlleva un tipo de resolución para efectuar un cambio eficiente en la red eléctrica optimizando el uso de la misma con una respuesta favorable económica, tanto para el usuario como para los operadores del SEP.

Ahora bien, está presente investigación está compuesto por varias etapas las cuales se organizan de la siguiente manera: En la sección 1 nos referimos a la introducción donde se detalla un estado de arte genérico por varios autores referidos a un tema similar, la sección 2 esta dividida en dos partes, donde la primera trata sobre TEP y la otra OTS, en estas subsecciones se complementa con su matemática respectiva y modelamientos considerados en vigencia, en la sección 3 se definirá el planteamiento del problema, donde se propone todo lo que se realizara en este trabajo, como por ejemplo el algoritmo y métodos a usar, mediante flujos óptimos DC y sus respectivas restricciones como las contingencias, en la sección 4 se definirá como análisis y resultados, donde obtendremos resultados a través de métricas y comparaciones con estadísticas, en ambos sistemas propuestos, y una sección 5 con conclusiones con su resultados obtenidos y detalle de lo propuesto en el presente trabajo.

## **2 EXPANSIÓN Y CONMUTACIÓN EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Se detallará argumentos que conforman para la resolución del SEP mediante TEP y OTS, obviamente generando sus restricciones para efectuar una eficiencia con un alto índice de calidad teniendo en cuenta varios escenarios, los cuales se detallará en los dos siguientes subtemas. La siguiente tabla permite visualizar la nomenclatura para ambas secciones tanto como OTS y TEP.

NOMENCLATURA OTS-TEP	
$n$	Numero de generadores
$k$	Número de Líneas de transmisión
$C_n$	Costo de operación de un generador
$K_{ij}$	Costo a invertir por la línea adicional entre los nodos $n - i$
$w_{ij}$	Número de nuevas líneas entre los nodos $n - i$
$\sigma$	Factor de ponderación que permite hacer una comparación en la inversión de costos de generación.
$D_b$	Demanda eléctrica
$F_k^{max}$	Máxima tasa de las líneas de transmisión.
$Y_k$	Susceptancia eléctrica de la línea de transmisión
$x_{ij}$	Reactancia eléctrica de la línea de transmisión
$G_n^{max}$	Generación máxima
$G_n^{min}$	Generación mínima
$\theta^{max}$	Ángulo máximo
$\theta_a$	Ángulo de origen de la barra
$\theta_b$	Ángulo de destino de la barra
$Z_k^{max}$	Número máximo de líneas conmutadas
$w_{ij}^{max}$	Número máximo de líneas adicionales permitidas en el sistema
$E$	Número total de líneas candidatas para la expansión
$E^*$	Número total de líneas del sistema (existentes + candidatas)
$n_{ij}$	Número de líneas existentes
$Z_k$	Estado de la línea (0 fuera de servicio; 1 en servicio)
$g_n$	Potencia del generador
$f_k$	Flujo de potencia transmitido por la línea
$P$	Variable para optimizar
$M_k$	Valor máximo de la potencia de las líneas

## 2.1 Expansión del sistema eléctrico de potencia (TEP).

La energía eléctrica es una rama muy efectiva y flexible que puede ser producida de varios procedimientos y tipos, consumida mediante el usuario de forma eficiente, segura y económica [10]. Uno de los problemas más comunes que consiste el sistema eléctrico es satisfacer la demanda que incrementa anualmente, es por ello que se realizará un estudio mediante esta investigación, cabe mencionar que el sistema para lograr aquellos detalles debe ser robusto y muy flexible lo cual se refiere a una expansión que se pueda maniobrar [3].

Es complicado obtener resultados óptimos sobre la expansión del sistema de potencia considerando unidades generadoras, transformadores, líneas de transmisión y otros componentes que conforman el SEP, debido a la complejidad del sistema de energía. El problema de determinar el conjunto óptimo de aditivos para circuitos candidatos para una red de transmisión de potencia proporcionar las cargas esperadas con costos mínimos generalmente se formula como un programa mixto no lineal.

La no linealidad se debe a las restricciones asociadas con las ecuaciones de flujo de potencia linealizadas, en las que las variables del ángulo de voltaje del bus se multiplican por las variables de decisión binarias para la inversión del circuito. Se supone que la generación del sistema puede entregar la carga esperada, y los circuitos están informados sobre todas las ramas de red posibles, que se denominan derechos de paso [10].

## 2.2 Considerando pérdidas técnicas en DC.

En representación a pérdidas técnicas en flujos DC, existen resultados representados en [3] y [11] han demostrado que las soluciones obtenidas bajo esta consideración difieren drásticamente de las obtenidas con el modelo básico. Esto significa que el costo del plan de expansión a mediano y largo plazo obtenido a través del modelo lineal disyuntivo básico requerirá refuerzo o rediseño para lograr su implementación en sistemas reales, el cual adiciona las inversiones a menudo exceden los ahorros obtenidos con la solución inicial [4].

Este trabajo se realizará mediante un programa de optimización MILP, donde se evitan las restricciones no lineales mediante el uso de formas disyuntivas equivalentes. El modelo de flujo de potencia linealizado se compone de las leyes: primera y segunda de Kirchoff, que son ecuaciones lineales que relacionan ángulos de nodo (barra), generaciones y cargas con flujos de circuito [10]. En cambio, en un sistema de potencia representado por el modelo de flujo de carga de DC, la formulación matemática para el modelo TEP determinista estático, es la siguiente notación que describirá las variables a utilizar en esta investigación.

## 2.3 Modelo óptimo considerando flujos DC.

Se tiene claro que existen varias restricciones para este modelo, alguno de esos es el costo de que interfiere en el TEP, por eso es que en aspectos económicos es

minimizado al optimizar el sistema con MILP, por lo tanto en este modelo están enfocadas a la minimización de costos de inversión para el TEP, el análisis de flujo de potencia, en el que se considera la distribución ordenada de la potencia activa y reactiva, la tensión del nodo y el ángulo de tensión del sistema.

Sin embargo, debido a la introducción de variables y ecuaciones, este método puede ser muy complicado cuando se aplica a sistemas eléctricos promedios grandes, razón por la cual se usan de esta manera. La ecuación de flujo de potencia de CC es más factible, por lo que simplifica resultantemente potente, ágil y fácil de analizar. El TEP se considera en este estudio del tipo estático al que se puede aplicar (1) corresponde a minimizar los costos asociados con la expansión de los sistemas de transmisión.

F.O

$$\text{Min}, P = \sum_{(i,j) \in E} K_{ij} w_{ij} + \sigma \sum_{i=1}^{F_k^{\max}} C_{n_i} g_{n_i} \quad (1)$$

S.A

$$D_i = g_n - \sum_{k \in E^*} f_k \quad (2)$$

$$f_k = \frac{(n_{ij} + w_{ij})}{x_{ij}} (\theta_a + \theta_b) \quad (3)$$

$$-(n_{ij} + w_{ij}) F_k^{\max} \leq f_k \leq (n_{ij} + w_{ij}) F_k^{\max} \quad (4)$$

$$G_n^{\max} \leq g_n \leq G_n^{\min} \quad (5)$$

$$0 \leq w_{ij} \leq w_{ij}^{\max} \quad (6)$$

$$-\theta^{\max} \leq \theta_a \leq \theta^{\max} \quad (7)$$

Acorde a lo mencionado, debemos recalcar que tenemos que considerar el balance de potencia (2) involucrando el ahorro de energía en el nodo, se puede entender de esta manera que el flujo de

energía es del nodo  $i$  a  $j$ , y la energía de DC fluye entre los nodos  $i - j$  (3), las restricciones de desigualdad asegurarán que el flujo de potencia entre los nodos  $i-j$  esté siempre dentro del límite de trabajo permitido (4), los límites de generación de energía a través de generadores (5), la tasa máxima de líneas candidatas a instalarse (6), dependiendo de las características del modelo de flujo de potencia DC, es necesario considerar el ángulo de fase del voltaje para el análisis de expansión de línea transmisión y debe limitarse en la forma que se muestra en la restricción (7).

Analizando las ecuaciones propuestas como se menciona en la función objetivo desde el principio representa la inversión para la construcción o adición de las líneas de transmisión. Ahora, después se manifiesta sobre los límites de capacidad de transmisión para las líneas existentes tanto como para las candidatas respectivamente en cada escenario de generación, además se mencionó sobre la referencia angular en el sistema en cada escenario de generación [10][12].

El valor de la solución maestra proporciona un límite inferior (el modelo maestro es la relajación del modelo), y el costo de inversión de la solución maestra más el costo operativo de la solución esclava proporciona un límite superior (la solución es factible, pero puede no ser la mejor opción). Cuando se encuentran estos límites, se asegurará la convergencia, de lo contrario, se realizará una nueva iteración. Aunque la descomposición de Benders tiene una convergencia limitada, el esquema de linealización puede excluir soluciones factibles, porque la no convexidad del modelo no puede garantizar que Benders no corte parte del

conjunto factible[10]. Por lo tanto, el modelo matemático expuesto proporciona planes de expansión con costos muy altos en comparación con los planes de expansión considerando un escenario de generación única.

Este hecho se verifica en los resultados de este documento. En las siguientes secciones presentan varios modelos matemáticos alternativos que nos permiten generar planes de expansión para el problema TEP con escenarios de generación múltiple con una reducción significativa de los costos de expansión [12].

#### 2.4 *Conmutación óptima de transmisión OTS.*

La red de líneas de transmisión generalmente se considera una estructura estática al determinar el despacho económico óptimo de generadores de energía [13]. De acuerdo con [14] el cambio o la conmutación de líneas de transmisión en operación o fuera de servicio conlleva varios beneficios. Por lo contrario, el problema de una conmutación óptima lo detalla en una primera ocasión [2]. En teoría la idea de la conmutación de transmisión óptima (OTS) ha sido ampliamente investigada en [2].

Abrir un grupo de líneas de transmisión cambiará la topología de la red y el flujo de líneas. Esto se puede usar para reducir la congestión de líneas en el sistema y reducir los costos operativos. Un complemento de este modelo es una extensión del modelo DCOPF, donde se supone que la topología de la transmisión es conmutable [13]. Ahora para diferenciar



varias variables que se detallaran en el siguiente modelo matemático propuesto para un flujo óptimo de carga DC[15].

La función objetiva representativa que minimice la función de los costos operativos por la potencia que el generador necesita para distribuir:

$$\text{Min}, P = \sum_n C_n g_n \quad (8)$$

S.A

$$\sum g_n + \sum f_k - \sum f_k = D_i \quad \forall b \quad (9)$$

$$-(1 - z_k)M_k \leq f_k - Y_k(\theta_{a_k} - \theta_{b_k}) \leq (1 - z_k)M_k, \quad \forall k \quad (10)$$

$$-f_k^{\max} z_k \leq f_k \leq f_k^{\max} x_k, \quad \forall k \quad (11)$$

$$G_n^{\min} \leq g_n \leq G_n^{\max}, \quad \forall n \quad (12)$$

$$-\theta_k^{\max} \leq \theta_{a_k} - \theta_{b_k} \leq \theta_k^{\max}, \quad \forall k \quad (13)$$

$$\sum (1 - z_k) = Z_k^{\max} \quad (14)$$

Ahora bien, las ecuaciones representan las restricciones originarias para el modelo ya estudiado. (8) representa la función objetivo, minimizando la función de costo de operación por la potencia que el generador necesita para despachar, las siguientes ecuaciones representan las restricciones que están inmersas en este modelo, (9) denota la sumatoria de la potencia que se genera con la diferencia en el flujo de potencia de la barra y corresponde a la potencia proveniente de la misma barra, en (10) existe una interpretación de relación entre los parámetros de voltaje y ángulo entre el bus y la línea interconectada con la barra, (11) muestra los límites del flujo que existe entre una línea, (12) posee una capacidad

máxima y mínima de cada generador, (13) presenta las restricciones entre la diferencia de ángulos de las barras, exigiendo un valor que se encuentre en un intervalo de un valor mínimo y un máximo. Ahora bien, en los detallado anteriormente, (14) manifiesta la conmutación de líneas de transmisión, mediante una variable  $Z_k$ , esta denota un tipo de variable binaria que mencionado anteriormente denota el estado de las líneas, bien puede ser en operación o fuera de servicio[13]:

Investigaciones anteriores como [16] y [2] consideraron problemas básico de OTS, generalizando un programa MILP que consiste en una introducción de variables binarias, para la representación del estado de una línea de transmisión.

Además de considerar las cantidades de generación y ángulos de voltaje, también se elige las líneas como se detalló (en operación o fuera de servicio), pero sujeto a un límite superior e inferior del número de líneas, reduciendo así los tiempos de cálculo [17].

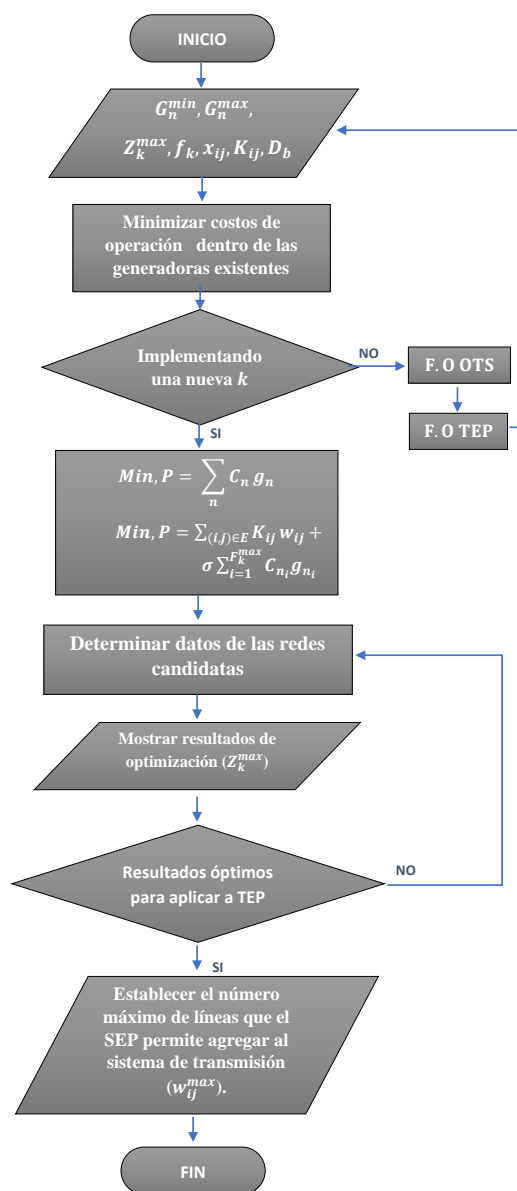
### 3 FORMULACION DEL PROBLEMA.

Ahora bien, el TEP considerando OTS, define que la red eléctrica, deberá ser flexible, para diferentes escenarios multianuales. En este caso un periodo de siete años, debido a las estadísticas según WEC o EnerData, que al considerar los parámetros iniciales del SEP, el tiempo definido hasta llegar al límite abastecerá el crecimiento de la demanda.

Por consiguiente, dado el SEP de varios escenarios, OTS mediante la programación MILP determinara las variables de tipo binario, es decir el estado de las líneas de transmisión, para posteriormente otorgar los resultados sobre la optimización que se manifiesta mediante el software de GAMS, que definirá el estado de dicho SEP, defiriendo varios periodos secuenciales (años), es decir uno posteriormente a otro(un aproximado de siete años), esto para solucionar el exceso de carga y abastecer la demanda creciente anualmente.

En el siguiente algoritmo se declarará las restricciones, como la cargabilidad de las líneas, minimización de costos del sistema. Entonces, mencionado estos parámetros iniciales, se puede lograr varios resultados como, la expansión del SEP justamente con resultados de OTS, esto para efectuar que se va realizando pausadamente cada escenario para una eficiencia optima del sistema. Indagando varias estadísticas, se ha llegado a manipular datos iniciales para visualizar el comportamiento del SEP, es decir cómo va variando referente al punto conceptual que abastecer la demanda creciente multianual. Ahora como se tiene un flujo DC optimo, se sabe mediante teoría que su tensión es ideal en cada barra, donde no se requiere perdidas en el sistema, más bien en las líneas de transmisión, por lo tanto se considera una nueva metodología la cual hace OTS, que considerando el ángulo de restricción que existe un límite superior e inferior, la cargabilidad de las líneas, que algunas quedan fuera de servicio, pero el SEP sigue operando con normalidad y aplicarlo a TEP, que generara un sistema muy robusto y con una confiabilidad redundante y elevada.

### Algoritmo: TEP considerando OTS



El algoritmo detallado presentado de manera genérica, el cual se representara algunos supuestos, como son las características del SEP, el cual como se mencionó existirá dos sistemas a prueba, que prácticamente se diferencian obviamente en la cantidad de barras y nivel

de voltaje, que ahora como datos iniciales se efectuara, con el sistema IEEE-39 barras, acuerdo a su nivel de tensión que es de 345 kV, de referencia con una potencia base de 100 MVA, donde también se encuentra una barra tipo SLACK que está inmersa en la barra 31 de dicho sistema, aquí se encuentra un supuesto generador para efectuar la expansión, con una capacidad de 500 [MVA], el cual distribuirá las líneas que se expandan, en algunos casos las líneas oscilaran en un nivel de voltaje de 300-350 [kV], este sistema tendrá un periodo de 7 años para ver el comportamiento anualmente.

El procedimiento presentado en la Sección 3 se aplica al sistema de prueba de Garver que se muestra en la Fig. 2, donde los datos se mostrarán en la Tabla 1. Su generador, justamente abastece para una expansión en un periodo multianual, que tendría como objetivo la barra 2 y 4.

Alguna de las razones o causas que no se realiza expansión, es la capacidad de las líneas de transmisión, que son muy elevadas, aunque se conmuten líneas de transmisión, TEP justamente es para expandir la capacidad de la transmisión del SEP, por lo que si existe una capacidad elevada entonces no será necesario expandir el SEP para poder transportar la energía de los generadores.

Ahora bien, esclarecemos que dado los resultados a partir del software de GAMS, se obtiene la optimización del sistema en OTS, lo cual los datos reflejados, son condiciones iniciales para el TEP, donde se visualizara en los resultados. Teniendo en cuenta como un parámetro como son las pérdidas, podemos estimar o mejor dicho afirmar que no son muy frecuentes en un flujo óptimo DC, lo cual no se considera

las pérdidas necesarias, ya que en cada barra tendremos un voltaje ideal.

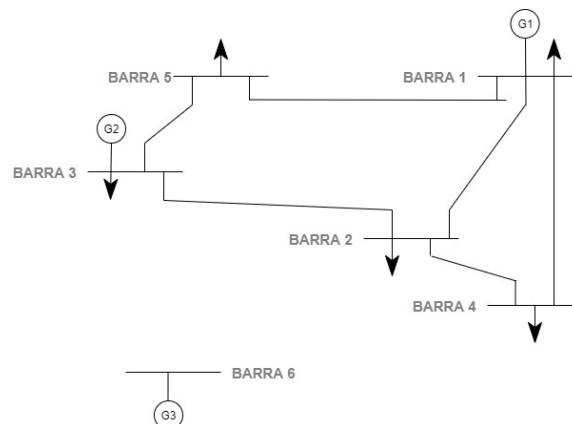


Figura 2. Sistema de Garver's - 6 barras.

Tabla 1. Datos del sistema de Garver

Desde-a	R (p.u)	X (p.u)	Costo \$/MWh
1-2	0.4	0.04	40
1-4	0.6	0.06	60
1-5	0.2	0.02	20
2-3	0.2	0.02	20
2-4	0.4	0.04	40
2-6	0.3	0.02	30
3-5	0.2	0.02	20
4-6	0.3	0.03	30

En la tabla 1, se presenta datos del sistema de Garver, lo que conlleva a líneas de transmisión desde su nodo inicial hasta su nodo terminal, los demás parámetros iniciales se puede manifestar en [11].

En tanto al otro modelo, podemos visualizar los datos en [18].

## 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El algoritmo manifestado, tuvo un acople con el software de GAMS, que prácticamente definió la optimización de OTS, basada en MILP, para ser aplicada a TEP. En lo que se refiere que los datos previos obtenido de OTS, exportados a un archivo de Excel, desde GAMS mediante

un comando genérico Gdxviewer, y enlazarlo con el software de Matlab, para detallar las métricas deseadas. Posteriormente simulado en DigSilent PowerFactory, para la verificación de la optimización.

#### 4.1 Casos de estudio.

Los sistemas o escenarios que serán presentados y anteriormente mencionados para esta prueba son los: Sistema de Garver que emplea 6 barras y el sistema IEEE-39 barras.

#### 4.2 Sistema Garver, sistema a prueba.

En este método de prueba, se realizó el modelo de OTS justamente previo un flujo óptimo DC para la optimización, en donde en la tabla 2 generamos el sistema conmutado, donde existen 2 líneas candidatas, mediante MILP. Para realizar la realizar la respectiva conmutación, la cual es 1-4 obviamente y viceversa, es decir los mismos nodos de llegada como de partida, se representan como se mencionó mediante una variable binaria en este caso '0', que se manifiesta como candidatas expresada en la ec.14. obviamente generando un cambio de topología, obteniendo justamente un objetivo, lo que es a minimización de costos en el sistema para evitar la congestión y una cargabilidad excesiva.

Por otro lado, siendo justamente una optimización, estos datos resulta de manera muy eficaz, para aplicarlo a TEP, en donde a más de generar una conmutación se logrará la expansión para mejorar la calidad de la operación del sistema eléctrico. Como se puede ver la fig. 2, dicho sistema original, resulta ser conveniente para una expansión,

obviamente es un problema muy común en los SEP debido a que anualmente existe una demanda creciente de energía eléctrica, es decir. La planificación consiste en determinar el tipo y la cantidad de tecnologías de generación y transmisión que se agregarán a la red y el momento adecuado para agregarlas, de modo que las futuras necesidades de electricidad y las condiciones de confiabilidad se puedan cumplir al menor costo. Mediante los datos estadísticos World Energy Council WEC y Enerdata, desde el año 2000 hasta el año 2008, existe una demanda creciente del 2.8% anual a nivel mundial, lo que se considera como una problemática para abastecer la demanda de energía eléctrica, ahora generando en base a este sistema de prueba en las siguientes figuras se observara como fue su flujo de potencia.

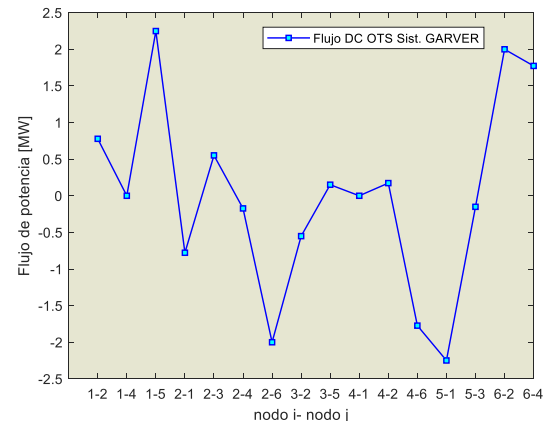
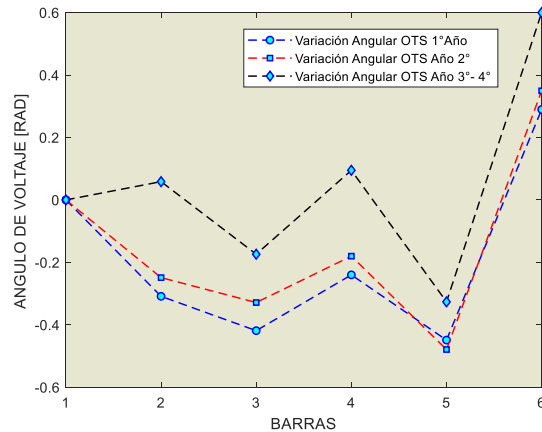


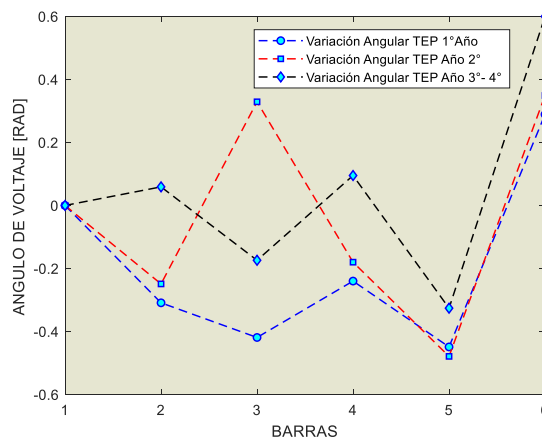
Figura 3. Flujo óptimo DC Sistema de Garver's – 6 barras aplicado OTS

Posteriormente referente a la conmutación que, saliendo de operación una línea de transmisión, en la fig.3 el flujo óptimo que atraviesa por el sistema está dentro de sus límites operativos, condicionado en el algoritmo de TEP, y colocado en los parámetros para la optimización en Gams, donde varía en cada tramo hasta un límite superior o inferior de 3[MW], obviamente

descartando el tramo (1-4) y viceversa donde por salir de operación no conlleva un flujo, donde además no existen pérdidas, y se verá reflejado en el abastecimiento óptimo para la demanda en ese entonces.



**Figura 4.** Variación angular Sistema de Garver's - 6 barras. Aplicado OTS

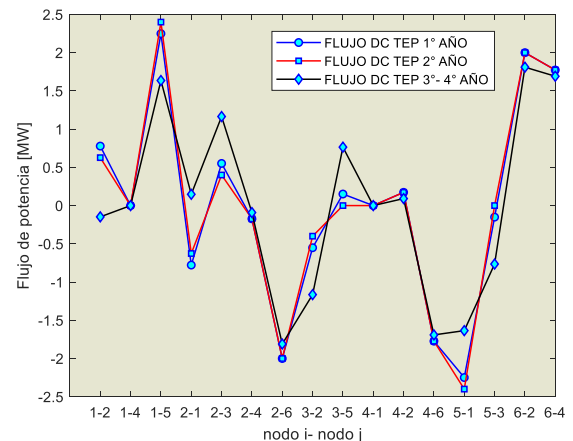


**Figura 5.** Variación angular Sistema de Garver's - 6 barras. Aplicado TEP

Como se observa en el flujo no existe una variación excéntrica que implique salir de los parámetros condicionales es decir de las restricciones mencionadas, en la fig.4 y la fig. 5 existe un límite dada la ec.7 de su modelo matemático en OTS, donde se menciona que existen límites operativos que varían desde 0.6[rad] a -0.6 [rad], y se mantiene en funcionalidad adecuada. Al visualizar ambas figuras de variación

angular, se aprecia que al final de diferentes periodos multianuales, la curva se va estabilizando, es decir que su perfil de voltaje se acerca a lo ideal, donde además se evitara contingencias en cascada.

Similarmente a la variación angular que se apreció en un principio, ahora referente al TEP, se mencionó que mientras este dentro de sus límites operativos no habrá ninguna complicación en el SEP como en la fig. 5, en consecuencia, la operatividad del sistema será muy regular para abastecer las problemáticas comunes que existen en el abastecimiento de energía eléctrica. Durante y post modelación para tener en cuenta la estabilidad angular, lo cual llevaría a un grado energético más eficaz al momento de aplicar el presente modelo, justamente para que no se presenten cualquier tipo de contingencias, es decir un sistema eléctrico de potencia estable, para la operatividad en un periodo multianual.



**Figura 6.** Flujo óptimo DC Sistema de Garver's - 6 barras. Aplicado TEP- periodo inicial/ final

Teniendo en cuenta, que dado resultados de OTS para aplicación a TEP, desde un periodo inicial, como en la fig. 6, se resume que debería ser similar, mas no igual al flujo obtenido en OTS, solamente durante su instancia inicial, es decir, que

referente a esos datos empieza una expansión del sistema, variando muy poco sus parámetros establecidos. Año tras año, para entrar en una conmutación, aplicando TEP, en la fig.6 se visualiza que al terminar el periodo multianual su flujo como en este caso es DC, se estabiliza y se aprecia un abastecimiento energético bastante eficaz para su planeación de expansión para dicho periodo, eso teóricamente nos lleva a la apreciación del SEP en condiciones de uno de los parámetros de eficiencia en dicho SEP.

Por otro lado, en la fig. 7, el operador del sistema está tratando de maximizar el bienestar social. Las técnicas de objetivos múltiples [19] los modelos de complementariedad [20] proporcionan la respuesta adecuada a este desafío. La demanda creciente debe considerarse tanto como el modelo de planificación de transmisión formulado es un modelo estático. Esto significa que la decisión se toma para que el sistema sea capaz de responder a las necesidades de los próximos N años. Se descuida la dinámica de la inversión o el momento de la inversión y el valor temporal del dinero.

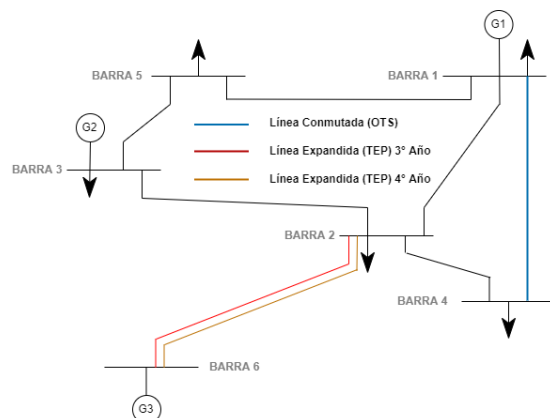


Figura 7. Sistema de Garver's aplicado OTS-TEP.

Se visualiza en la fig. 7 que en el sistema existe una conmutación de una línea de transmisión, en este caso (1-4) y tuvo una expansión de dos líneas de transmisión en el mismo tramo, es decir desde la barra 6 a la barra 2, donde a partir del tercer año existe una expansión del SEP, solamente con una línea, posteriormente al siguiente año se añadió otra línea, en el mismo tramo para generar otra expansión, es decir en total el SEP tuvo una expansión de dos líneas de transmisión durante un periodo de cuatro años. Justamente como se describió anteriormente, donde la generación interviene de la mejor manera, así abasteciendo al sistema por completo donde la expansión parte de la generación.

Se mencionó que en este periodo inicial que comienza aplicado la teoría basada en este artículo, en este sistema, se verá abastecido para un periodo multianual, justamente para suministrar la demanda creciente energética. Ahora bien, finalizando en periodo multianual, el sistema prácticamente abastecido la demanda creciente anual, para los próximos 4 años.

#### 4.3 Sistema IEEE-39 barras, a prueba.

En este sistema se verá reflejado como en anterior, es decir la aplicación y la metodología fue la misma, por supuesto que existen cambios en los parámetros iniciales, añadiendo que el periodo multianual que este reflejara es de 7 años, en la tabla 2, se indicara los resultados de OTS, las líneas que serán conmutadas, para posteriormente aplicarlos como datos iniciales al TEP y realizar el objetivo de esta investigación. En las siguientes figuras se podrá analizar lo mencionado.

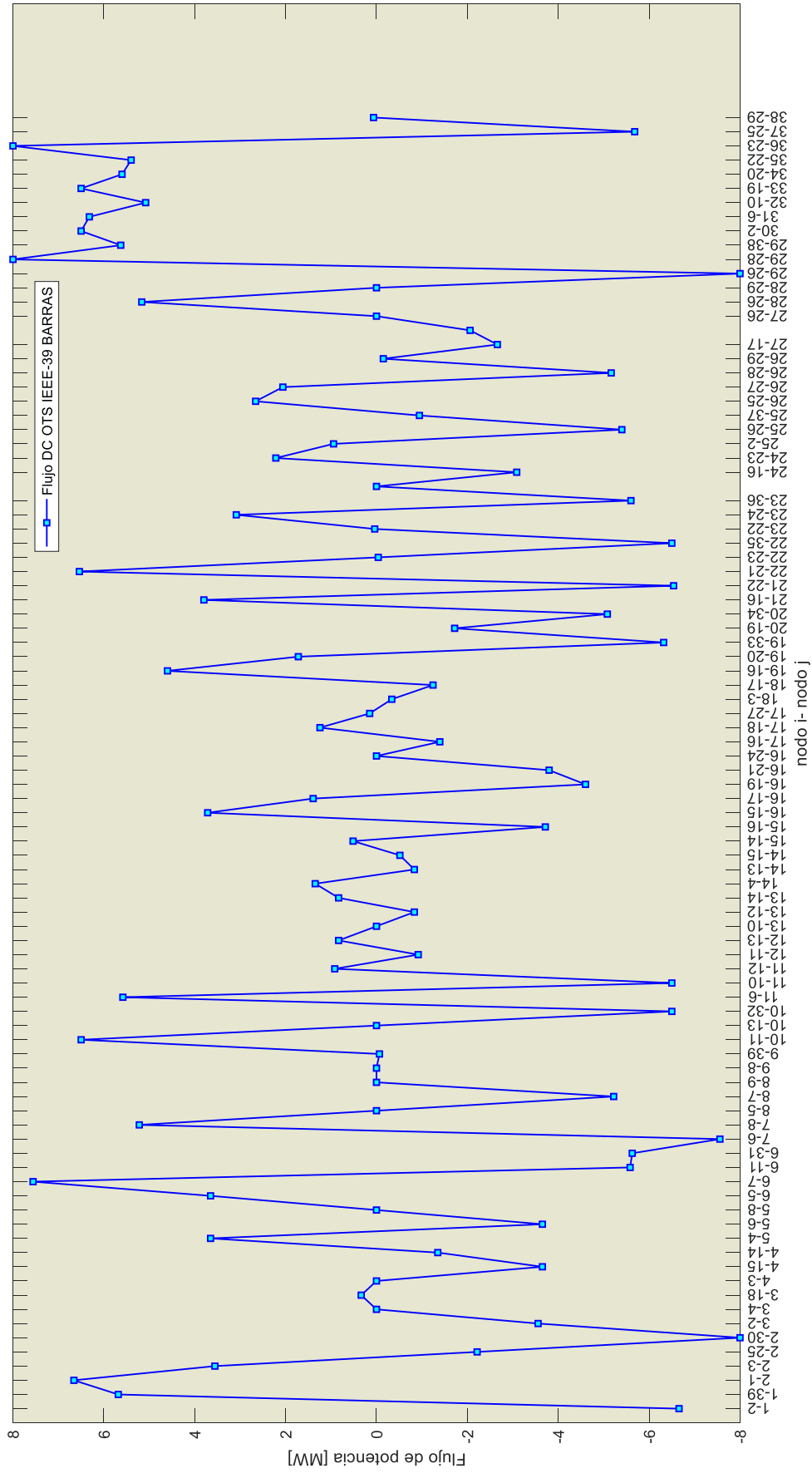


Figura 8. Flujo óptimo DC Sistema IEEE-39 barras aplicado OTS

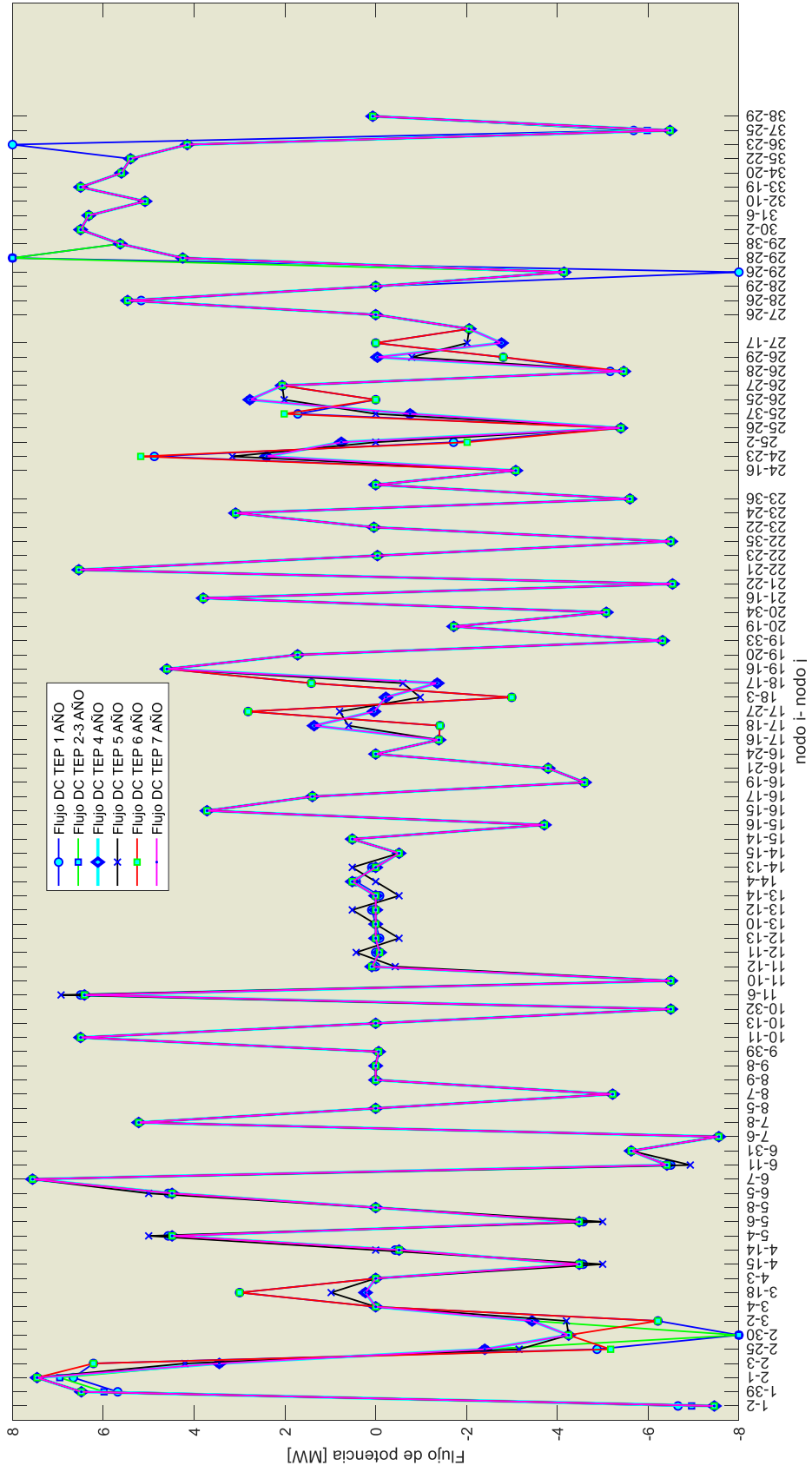


Figura 9. Flujo óptimo DC sistema IEEE-39 barras aplicado TEP



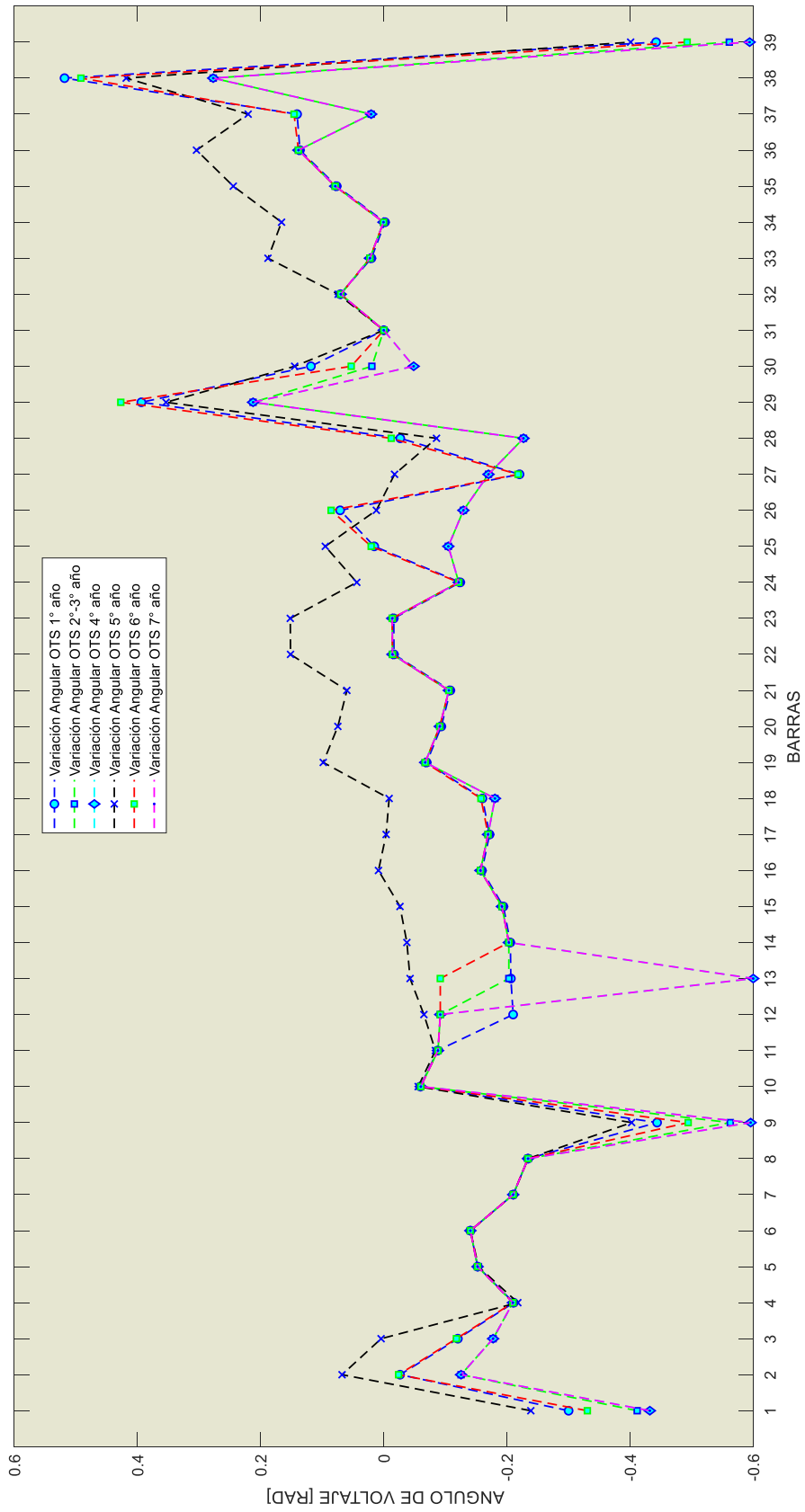


Figura 10. Variación angular Sistema IEEE-39 barras. Aplicado OTS

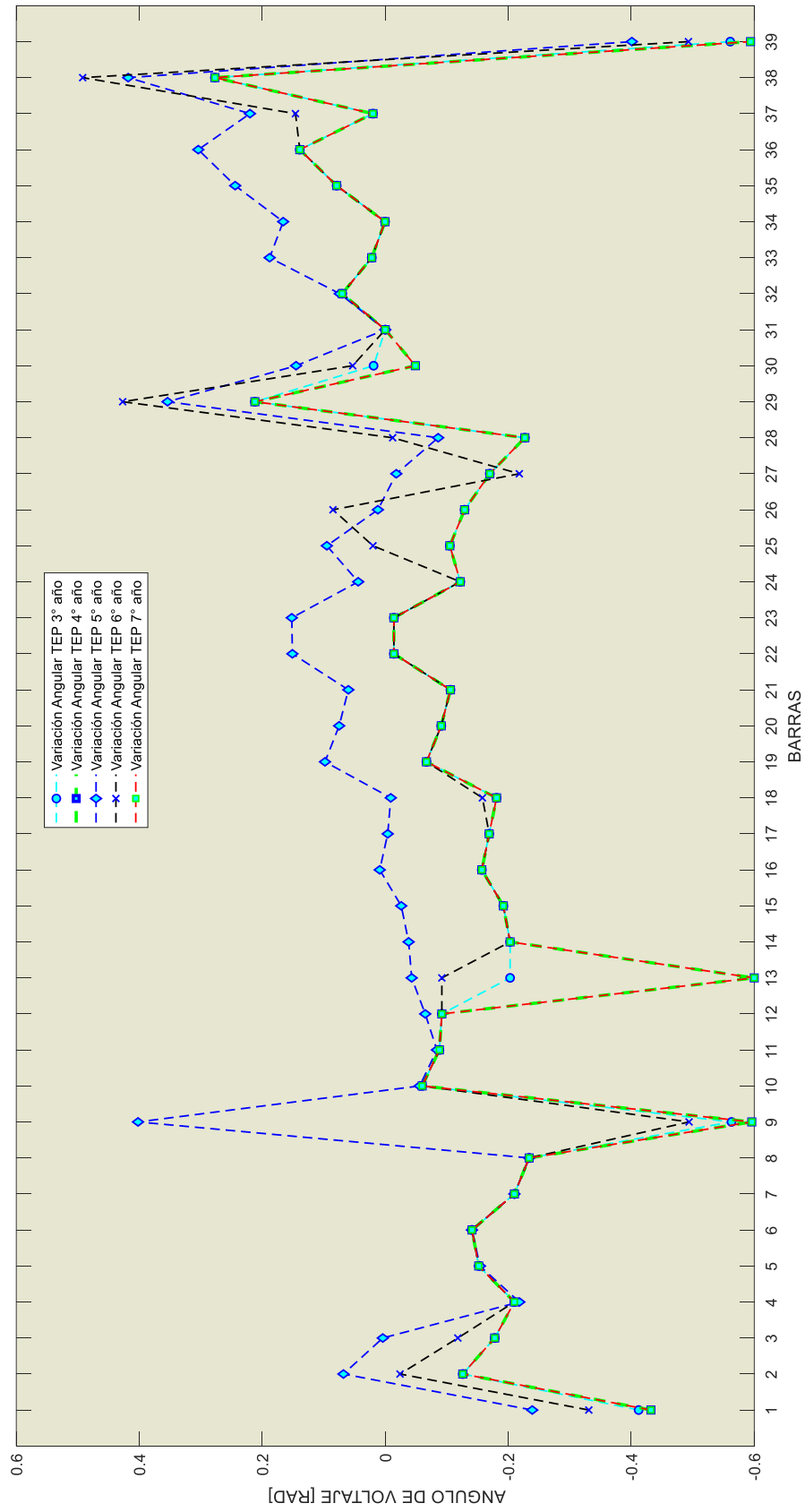


Figura 11. Variación angular Sistema IEEE-39 barras. Aplicado TEP

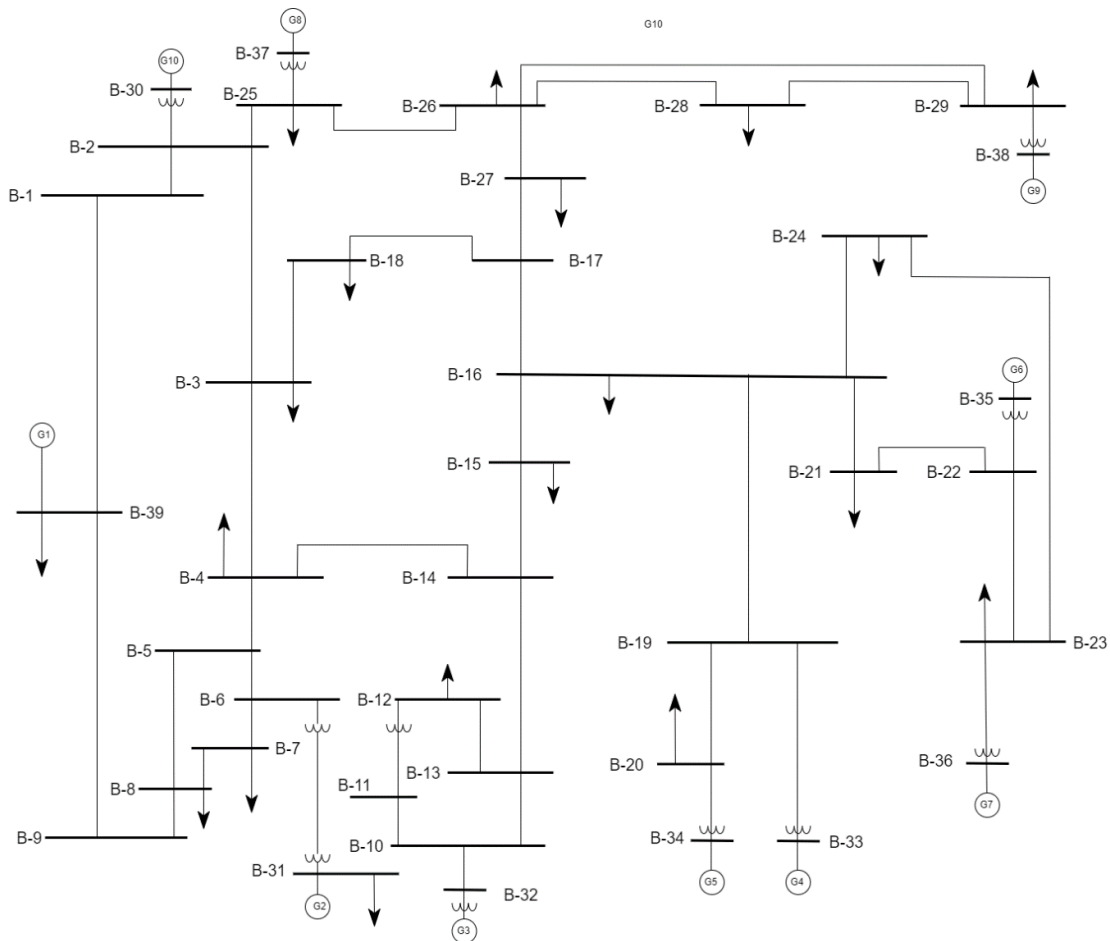
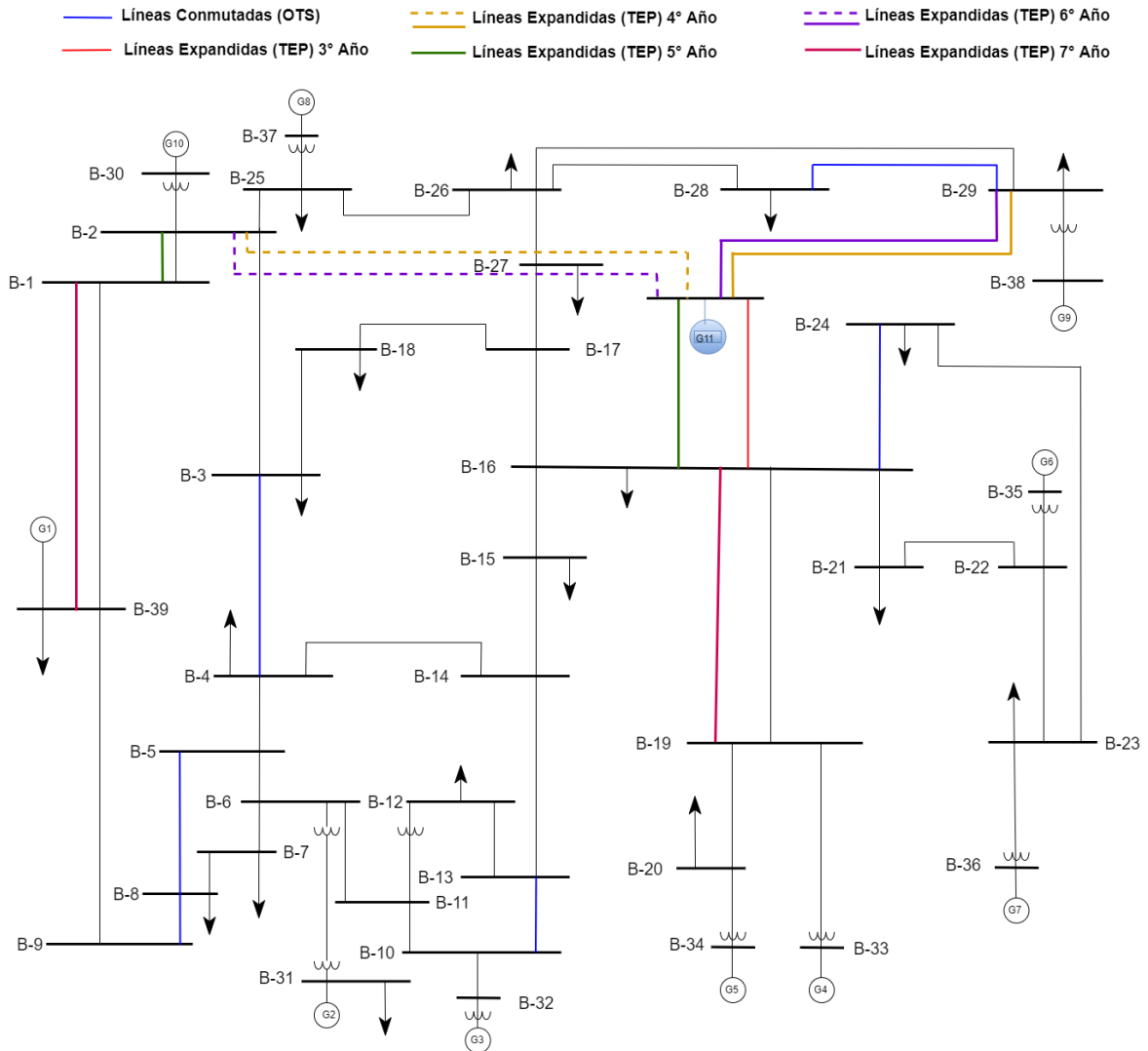


Figura 12. Sistema IEEE-39 barras.

Determinando el estado de este sistema, prácticamente es similar a los parámetros iniciales, esto determina que durante el periodo multianual de 7 años que se vio interferido para la prueba en este sistema, este manifiesta que, al inducir este periodo, desde la aplicación OTS-TEP. Llevo a cabo un abastecimiento más gratificante, que se podría definir como una eficiencia a corto y medio plazo, esto produjo que al finalizar dicho periodo el sistema tendrá una expansión gratificante, y se estimaría que alrededor de a un largo plazo el sistema necesite una expansión hacia el mismo, para suministrar la debida demanda energética creciente, ya que ese es el problema más común para una

expansión. Ahora teniendo en cuenta esos datos y las métricas expuestas, el sistema prevalece en un corto plazo, y hasta un largo plazo. Lo que justamente veríamos aplicado a una minimización de costos en despacho de energía eléctrica. Las incertidumbres del mercado de la electricidad, las energías renovables, la demanda y los marcos regulatorios deben considerarse para hacer que el modelo sea robusto frente a escenarios futuros. El propietario del activo intenta maximizar sus ganancias y ganar dinero invirtiendo. Y más que todo se logra que el modelo está tratando de minimizar el costo operativo total más los costos de inversión.



**Figura 13. Sistema IEEE-39 barras TEP-OTS.**

Definiendo las características de este sistema, aquí existe una expansión de 9 líneas adicionales, sin mencionar las cinco líneas que salieron de operación mediante OTS visualizado en la fig. 13, que define que el sistema converge y es satisfactorio para un periodo de más alcance, a partir del tercer año el SEP empieza a tener una expansión, debido al porcentaje creciente anual, donde en primera instancia en dicho año se añade una línea de transmisión, al siguiente año, se añaden dos líneas, de igual manera como en los años posteriores, donde existe un número total de expansión de nueve líneas de transmisión. Esta

resolución tuvo efecto en DigSilent donde el flujo convergió sin ninguna complejidad, para el abastecimiento de la demanda creciente anual, por consiguiente, el momento que el sistema se abastece de una expansión, genera la minimización de costos operativos. Que por lo menos dentro de los 7 años siguientes, el SEP se refuerza de manera adecuando, visualizando la figura anterior.

Ahora en la siguiente tabla se detalla los parámetros iniciales y el costo a interferir en el sistema, en el presente escenario, existió un periodo de siete años, porque es una planificación a medio y largo plazo, es decir que al empezar el periodo se efectuó

desde el tercer año, ya que el sistema por defecto abastecía durante un corto plazo de tres años, a partir del cuarto año empieza una expansión, así sucesivamente hasta los siete años, posteriormente el sistema puede abastecer la demanda creciente anual durante un periodo de mínimo 7 años consecutivos, en adelante el SEP se vuelve un sistema robusto y flexible para cualquier maniobra.

Tabla 2. Parámetros de líneas aplicados a TEP

SISTEMA GARVER					
Desde	a	R	X	Costo MWh	año
2	6	0,02	0,3	30	3
2	6	0,02	0,3	20	4
SISTEMA IEEE 39 BARRAS					
Desde	a	R	X	Costo MWh	año
40	16	0.0014	0.0156	8	3
40	2	0.007	0.007	12	4
40	29	0.006	0.0213	6	4
40	16	0.0014	0.0156	8	5
1	2	0.0035	0.0411	20	5
40	29	0.006	0.0213	6	6
40	2	0.007	0.007	12	6
16	19	0.0016	0.0195	14	7
1	39	0.001	0.025	15	7

## 5 CONCLUSIONES

En el presente artículo investigado, analizado y realizado, el objetivo fue encontrar un conjunto de planes de expansión que funcionen adecuadamente para los diferentes escenarios en el SEP de crecimiento de demanda mediante flujos óptimos de potencia DC. Se presentaron estrategias para reducir el alto costo de inversión del plan de expansión y conmutación que se obtiene cuando se resuelve el problema tradicional. En el caso del sistema de Garver el sistema tuvo el comportamiento adecuado para su periodo definido, que prácticamente define que, al momento de comparar con los

datos estadísticos ya mencionados, cabe recalcar que mediante WEC y EnerData el porcentaje anual creciente de la demanda energética es del 2.8%, ya que su generador 2, fue el que abasteció durante el periodo multianual para el abastecimiento energético, en general cuando se optimiza la red de transmisión. En el sistema de Garver se puede referir a las tablas 1 y 2 que, al momento de comparar el costo en las líneas, teniendo en cuenta el OTS efectuó su proceso, se obtiene un ahorro del 16.66% en dichas líneas expandidas.

Algo importante que se visualizó al momento de que el cambio de topología, los precios nodales pueden variar drásticamente, incluso de topologías que poseen costos de sistemas similares. Cabe señalar que las pérdidas en este documento intervinieron en las líneas de transmisión, definiendo que es un flujo DC, las pérdidas de modelado constituyen una representación más precisa del funcionamiento de la red que puede resultar en planes de expansión diferentes a los obtenidos si se descuidan las pérdidas.

En el sistema IEEE-39 barras, abasteciendo con un generador el sistema se expande de manera muy eficaz con las líneas adicionales, contribuyendo a la demanda creciente anual, definiendo que las líneas conmutadas o mejor dicho OTS rectifica que al salir las líneas de operación, el operador puede mantener el servicio activo, sin desenraizar el SEP. En este caso el SEP según [18], haciendo referencia a costos del sistema de Garver, en las líneas expandidas, justamente teniendo en cuenta la optimización de OTS, se produjo una mejor en

minimización de costos del 17.75% en operación al SEP.

La representación lineal entera mixta propuesta es muy precisa, puede lograr la mejor solución y es lo suficientemente flexible como para construir nuevas redes y mejorar las redes existentes. Los resultados de diferentes estudios de caso muestran la precisión y efectividad del método.

Por lo que al final en varios sistemas de prueba resultaron óptimos para la expansión, ya que, al momento de efectuar la planeación, abastecieron de demanda creciente anual, recalcar que solo en el sistema de Garver se obtuvo simplemente dos líneas durante todo el periodo establecido, en definitiva, varios sistemas estarían operando en condiciones eficaces.

## 6 TRABAJOS FUTUROS

Para un análisis a futuro en varios sistemas de prueba, se pueden delimitar varios parámetros iniciales, como los siguientes:

- Expansión del sistema eléctrico de potencia, considerando conmutación óptima de línea de transmisión y flujos AC.
- Expansión del sistema eléctrico de potencia, considerando contingencias N-1 y conmutación óptima de línea de transmisión.

## 7 REFERENCIA

- [1] E. B. Fisher, R. P. O'Neill, and M. C. Ferris, "Optimal transmission switching," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1346–1355, 2008.
- [2] E. B. Fisher, R. P. O'Neill, and M. C. Ferris, "Optimal transmission switching," *IEEE Trans. Power Syst.*,

vol. 23, no. 3, pp. 1346–1355, 2008.

- [3] H. Il Son, I. S. Bae, D. H. Jeon, and J. O. Kim, "Transmission network expansion planning using well-beine method," *Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific, T D Asia 2009*, pp. 1–4, 2009.
- [4] R. Felix and J. Luyo, "Multistage Transmission Expansion Planning considering Redesign, Repowering and Technical Losses: An Application in Lima, Peru," *Proc. 2018 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Exhib. - Lat. Am. T D-LA 2018*, pp. 1–5, 2018.
- [5] S. R. Salkuti, "Congestion management using optimal transmission switching," *IEEE Syst. J.*, vol. 12, no. 4, pp. 3555–3564, Mar. 2018.
- [6] Y. Tohidi, M. R. Hesamzadeh, R. Baldick, and D. R. Biggar, "Transmission network switching for reducing market power cost in generation sector: A Nash-equilibrium approach," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 71–79, 2017.
- [7] M. Flores, R. Romero, and J. F. Franco, "An analysis of the optimal switching problem in transmission systems," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017, vol. 2017-Janua, pp. 1–5.
- [8] H. Kim, S. Lee, S. Han, and W. Kim, "Integrated Optimization of Generation and Transmission Expansion Planning Using Decomposition Method," *Proc. - Int. Conf. Intell. Syst. Model. Simulation, ISMS*, vol. 2015-October, pp. 158–163, 2015.
- [9] S. Armaghani, A. Hesami Naghshbandy, and S. M. Shahrtash, "A novel multi-stage adaptive

- transmission network expansion planning to countermeasure cascading failure occurrence,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, no. March 2019, p. 105415, 2020.
- [10] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville, “A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 560–565, 2001.
- [11] H. Zhang, G. T. Heydt, V. Vittal, and J. Quintero, “An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3471–3479, 2013.
- [12] P. F. S. Freitas, L. H. Macedo, and R. Romero, “A strategy for transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 172, no. August 2018, pp. 22–31, 2019.
- [13] M. Jabarnejad, “Approximate optimal transmission switching,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 161, pp. 1–7, 2018.
- [14] K. W. Hedman, S. S. Oren, and R. P. O. Neill, “A Review of Transmission Switching and Network Topology Optimization,” pp. 1–7, 2014.
- [15] P. A. Masache and D. F. Carrión, “Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias,” *I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [16] K. W. Hedman, R. P. O’Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, “Optimal transmission switching with contingency analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1577–1586, 2009.
- [17] J. D. Fuller, R. Ramasra, and A. Cha, “Fast heuristics for transmission-line switching,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1377–1386, 2012.
- [18] I. A. Hiskens, “IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls Report on the 39-Bus,” pp. 1–23, 2013.
- [19] P. Maghouli, S. H. Hosseini, and M. O. Buygi, “A Scenario-Based Multi-Objective Model for Multi-Stage Transmission Expansion Planning,” vol. 26, no. 1, pp. 470–478, 2011.
- [20] L. Baringo and A. J. Conejo, “Transmission and wind power investment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 885–893, 2012.
- [21] D. Carrion, J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, G. J. Lopez, and H. A. Cardona, “Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-Grids,” in *Proceedings - 2017 International Conference on Information Systems and Computer Science, INCISCOS 2017*, 2018, vol. 2017-Novem, pp. 1–6.
- [22] D. Carrión, E. García, J. W. González, I. A. Isaac, G. J. López, and R. Hincapié, “Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 13, no. 1, 2017.
- [23] D. Carrión, J. W. González, I. A. Issac, and G. J. López, “Optimal fault location in transmission lines using hybrid method,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017, vol. 2017-Janua, pp. 1–6.
- [24] D. F. Carrión Galarza and J. W. González Sánchez, “Ubicación óptima de PMU considerando restricciones

- de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia,” *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, Mar. 2019.
- [25] A. Sanchez and D. Carrion, “Modeling of the behavior power flow on transmission lines based on voltage and current synchronopasors,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, Apr. 2018.
- [26] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, and R. Hincapié, “Optimal geographical placement of phasor measurement units based on clustering techniques,” in *Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016*, 2016, vol. 2017-January, pp. 1–6.
- [27] Santiana Chávez, Diego Ricardo. Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión. BS thesis. 2019..
- [28] Santiana Chávez, Diego Ricardo. Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión. BS thesis. 2019.
- [29] D. Carrion, A. Ayo, and J. W. Gonzalez, “Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model,” in *Proceedings - 2019 International Conference on Information Systems and Computer Science, INCISCOS 2019*, 2019, pp. 361–365.
- [30] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. (in press), 2020.
- [31] Achig Santamaria, Pablo Andrés. “Compensación óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión mediante búsqueda armónica”. BS thesis. 2019.
- [32] Pérez Cruz, David Alberto. *Ubicación óptima de dispositivos FACTS en redes eléctricas de transmisión mediante búsqueda inteligente*. BS thesis. Universidad Politécnica Salesiana. Carrera de Ingeniería Eléctrica. Sede Quito, 2017.
- [33] J. Pilatásig Lasluisa, “Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [35] Mosquera, Fabricio, and Diego Carrión. “Optimal location of virtual generation plants in electric power systems based on optimal power flows.”
- [36] P. Escudero Delgado and D. Carrión Galarza, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC,” *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, Dec. 2018.





## 9. MATRIZ DE ESTADO DEL ARTE

Tabla 3. Matriz de Estado del Arte

EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.																																
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA								
				Commutación líneas de transmisión	reliability - confiabilidad	Planificación de la expansión del sistema de transmisión	transmission line	Flujo de carga	Contingencia	Costos	Limites de generacion	Tasa maxima líneas	flujo de energía	costos de inversión	Eficiencia	seguridad	Topología	Despacho de energía	Capacidad	operación	contingencia de las líneas de transmisión es N-1	Gams/ NSGA-II	DCOPF/GRASP	Well-being method/ kirchoff	GBD/30/39/118	MILP/ índices confiabilidad	Nash/Garver	Economizar costos del sistema	abastecer a la demanda creciente	optimizacion del sistema	identificar el nivel óptimo de confiabilidad	estimaciones más precisas de líneas de transmisión
1	2008	Optimal transmission switching	486	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒			☒				☒			☒		☒				☒
2	2009	Transmission network expansion planning using well-being method	3	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒			☒		☒				☒		☒				
3	2018	Multistage Transmission Expansion Planning considering Redesign, Repowering and Technical Losses: An Application in Lima, Peru	1	☒	☒	☒				☒	☒	☒		☒		☒	☒			☒					☒		☒	☒				
4	2018	Congestion Management Using Optimal Transmission Switching	14	☒	☒		☒	☒		☒		☒			☒	☒				☒	☒				☒	☒						
5	2017	Transmission network switching for reducing market power cost in generation sector: A Nash-equilibrium approach,	11				☒	☒	☒			☒							☒							☒						☒
6	2017	An Analysis of the Optimal Switching Problem in Transmission Systems	3	☒	☒		☒			☒				☒		☒										☒						☒
7	2015	Integrated Optimization of Generation and Transmission Expansion Planning Using Decomposition Method,	2		☒	☒				☒	☒	☒														☒		☒		☒		☒

8	2020	A novel multi-stage adaptive transmission network expansion planning to countermeasure cascading failure occurrence,	1		✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘	✘		
9	2001	A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion	396	✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		✘		
10	2013	An Improved Network Model for Transmission Expansion Planning Considering Reactive Power and Network Losses	152			✘	✘	✘		✘	✘	✘			✘		✘	✘			✘		✘					✘		
11	2019	A strategy for transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios	8	✘		✘	✘	✘		✘	✘	✘		✘	✘	✘	✘	✘		✘					✘		✘	✘		
12	2018	Approximate optimal transmission switching	5	✘	✘			✘	✘	✘		✘			✘							✘		✘		✘				
13	2014	A Review of Transmission Switching and Network Topology Optimization	162	✘	✘		✘			✘		✘			✘		✘	✘				✘				✘		✘		
14	2019	Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias	1	✘	✘			✘	✘	✘			✘	✘		✘	✘							✘	✘		✘	✘		
15	2009	Optimal transmission switching with contingency analysis	388	✘	✘			✘	✘	✘	✘					✘	✘			✘		✘		✘		✘		✘		
16	2012	Fast heuristics for transmission-line switching,	130	✘				✘			✘	✘		✘	✘		✘	✘					✘	✘		✘	✘	✘		
17	2013	IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls Report on the 39-Bus,	43		✘	✘		✘		✘	✘		✘	✘				✘	✘			✘		✘		✘	✘	✘		
18	2011	A Scenario-Based Multi-Objective Model for Multi-Stage Transmission Expansion Planning	191			✘			✘	✘	✘		✘		✘	✘				✘		✘		✘		✘		✘		
19	2012	Transmission and wind power investment,	167			✘			✘			✘		✘		✘		✘		✘	✘		✘		✘		✘	✘		
20																														
CANTIDAD:			12	11	10	9	10	8	12	14	12	11	12	8	7	10	6	11	7	6	5			9	5	15	5	13	8	9

## 10. RESUMEN DE INDICADORES

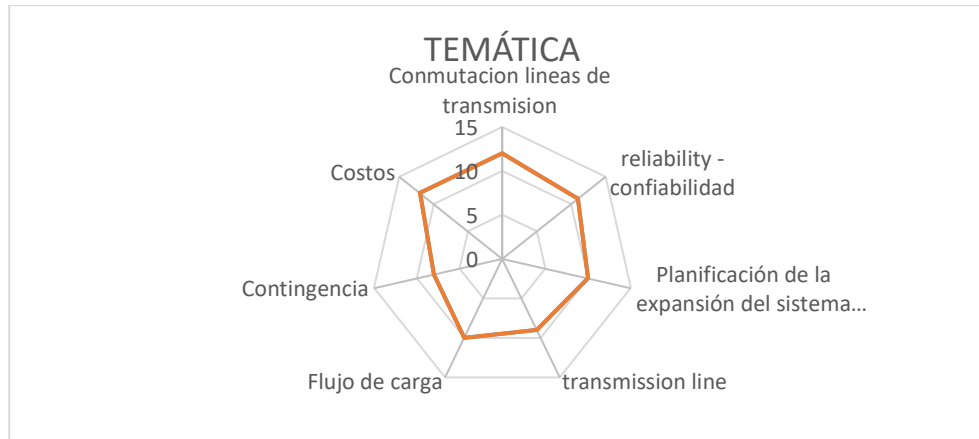


Figura 16. Resumen e indicador de la temática

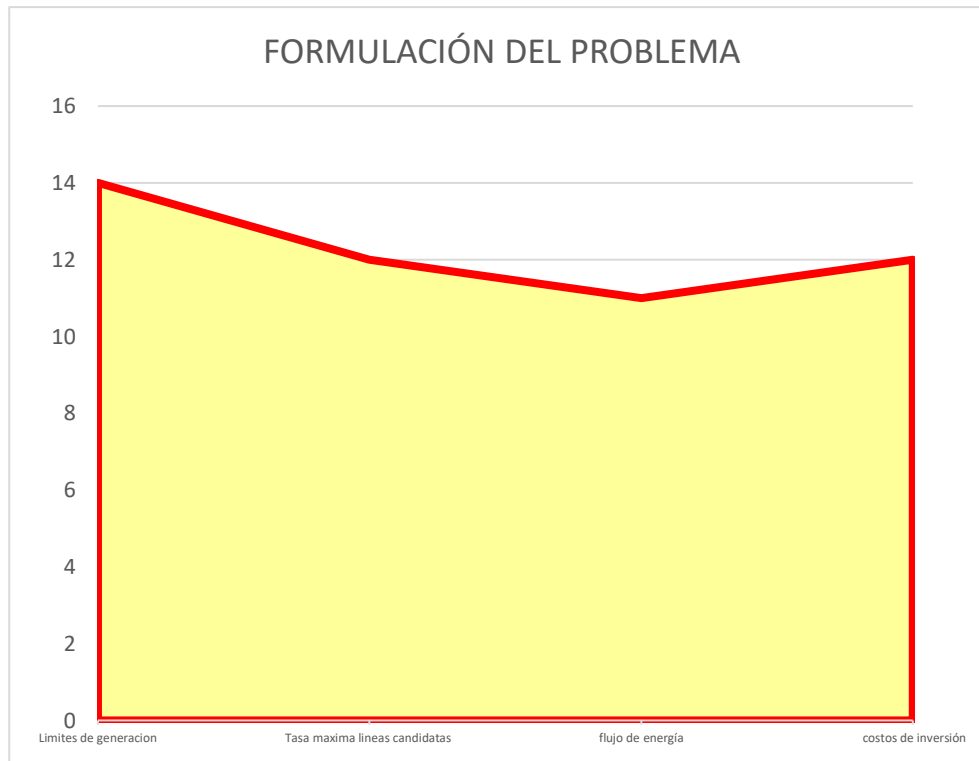


Figura 17. Indicador de formulación del Problema