



Revista Politécnica

ISSN: 1390-0129

ISSN: 2477-8990

Escuela Politécnica Nacional

Espinel, Manuel; Carrión, Diego
Planificación de la Expansión Basada en la Máxima Cargabilidad
de Líneas de Transmisión Aplicando Conmutaciones del Sistema
Revista Politécnica, vol. 51, núm. 1, 2023, Febrero-Abril, pp. 45-56
Escuela Politécnica Nacional

DOI: <https://doi.org/10.33333/rp.vol51n1.04>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=688775175004>

- ▶ [Cómo citar el artículo](#)
- ▶ [Número completo](#)
- ▶ [Más información del artículo](#)
- ▶ [Página de la revista en redalyc.org](#)



Sistema de Información Científica Redalyc

Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

Planificación de la Expansión Basada en la Máxima Cargabilidad de Líneas de Transmisión Aplicando Conmutaciones del Sistema

Espinel, Manuel ¹  ; Carrión, Diego ^{2,*} 

¹Universidad Politécnica Salesiana, Programa de Maestría en Electricidad, Quito, Ecuador

²Universidad Politécnica Salesiana, Carrera de Ingeniería en Electricidad, Quito, Ecuador

Resumen: En la presente investigación, se propone una metodología para solucionar la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) de un sistema eléctrico de potencia (SEP) a corto plazo y largo plazo, aplicando conmutaciones en la red de transmisión, contingencias y se considera los rangos máximos de capacidad de líneas de transmisión, los cuales estarán en función de un SIL ideal. El modelo propuesto se basa en la aplicación de flujos óptimos de potencia DC (OPF-DC), lo cual permitirá reducir costos de operación y definir los costos de inversión sin que la estabilidad del sistema se vea afectada. La investigación no considera el racionamiento de la demanda, la metodología será aplicada al modelo de 118 barras del IEEE, el cual será objeto de análisis al variar el número máximo de líneas de transmisión que pueden ser conmutadas, obteniendo como resultado de la aplicación de la TEP los equipos que deben ser instalados en el SEP, para evitar problemas de estabilidad. El periodo de planificación se define para 2 y 10 años con incremento de la demanda. Adicionalmente, se mostrarán cuadros comparativos de los flujos de potencia, ángulos de voltaje y potencia despachada, en condiciones actuales de operación respecto a los escenarios planificados.

Palabras clave: Conmutación óptima de transmisión, flujos óptimos de potencia, líneas de transmisión, planificación de la expansión, sistemas eléctricos de potencia.

Transmission Expansion Planning Based on Maximum Lines Loadability and Optimal Transmission Switching

Abstract: In the present research, a methodology is proposed to solve the transmission expansion planning (TEP) of an electric power system (EPS) in the short and long term, applying switching in the transmission lines, contingencies N-1 and considering the ranges maximum capacity of transmission lines, which will be based on an ideal SIL. The proposed model is based on the application of optimal power flows DC (OPF-DC), which will allow reducing operating costs and defining investment costs without affecting the system stability. The investigation does not consider load shedding schedules, the methodology will be applied to the IEEE 118 bus-bar system, which will be analyzed by varying the maximum number of transmission lines that can be switched, obtaining as a result of the application of the TEP the equipment that must be installed in the SEP, to avoid stability problems. The planning period is defined for 2 and 10 years with an increase in demand. In addition, comparative tables of power flows, voltage angles, and power dispatch, in current operating conditions with respect to the planned scenarios will be shown.

Keywords: Electrical power systems, Optimal power flows, Optimal transmission switching, Transmission expansion planning, Transmission lines

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, diferentes empresas que conforman el sector eléctrico han mantenido procesos de modernización y automatización del equipamiento de los sistemas de potencia y sistemas de distribución, lo cual deriva en la mejora de la infraestructura de los sistemas eléctricos (Hooshmand et al., 2012). Las empresas eléctricas, con la finalidad de mejorar la calidad de servicio eléctrico, han realizado diversas inversiones en sus sistemas eléctricos de potencia (SEP) buscando automatizar sus

procesos de operación, lo cual les ha permitido tener control del equipamiento de corte y seccionamiento de forma remota, a través de un sistema SCADA, y de esta forma, reducir tiempos de respuesta ante contingencias o eventos de falla, permitiéndoles mejorar sus indicadores de calidad del servicio eléctrico.

Algunos SEP en condiciones normales operan con una topología en función de sus necesidades, manteniendo un esquema definido el cual puede variar ante contingencias. Uno de estos esquemas podría considerar que todas las líneas de transmisión se encuen-

*dcarrion@ups.edu.ec

Recibido: 16/02/2022

Aceptado: 28/12/2022

Publicado en línea: 02/02/2023

10.33333/tp.vol51n1.04

CC BY 4.0

tren conectadas o energizadas, independiente de las condiciones de cargabilidad de los elementos del sistema de transmisión.

Si el SEP se ve afectado por una contingencia o falla eléctrica en la red de transmisión, se desconectarían líneas por la actuación del sistema de protecciones, ocasionando que las líneas de transmisión operativas experimenten incrementos en su cargabilidad, dicho escenario puede originar la desconexión de líneas adicionales por sobrecarga, lo que deriva en escenarios de desconexión de carga masiva y afecta directamente el servicio eléctrico.

Como se indicó anteriormente, los equipamientos que pueden verse afectados por exceso de cargabilidad en un SEP (Heidarifar et al., 2014) son las líneas de transmisión (LT), estas soportan incrementos súbitos de carga, debido a trasferencias de potencia o desconexión de equipos por cortocircuitos. Este tipo de maniobras manuales o automáticas permiten mantener la transmisión de energía, lo cual evita colapsos del sistema (Blackout).

En ese sentido, cabe indicar que los SEP son objeto de constante cambio debido a los requerimientos de la demanda, por lo que cada año es necesario repotenciar dicho sistema, instalando nuevas centrales de generación o líneas de transmisión, lo cual requiere la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) (Hemmati et al., 2013; Bolaños et al., 2013). Esto conlleva a considerar algunas restricciones como por ejemplo la cargabilidad de las líneas de transmisión, perfiles de voltajes en las barras del sistema, desviación angular, balance de potencia y pérdidas del sistema, lo cual permite una operación segura y confiable del SEP ante probables escenarios de contingencia (Carrión et al., 2018, 2021).

La TEP se puede considerar como un problema de optimización, el cual presenta una cantidad de variables de decisión que a través de una función objetivo, permite minimizar costos o maximizar los beneficios en función de un conjunto de restricciones, dichas restricciones permiten modelar criterios técnicos, económicos y de confiabilidad del SEP (Carrión et al., 2021).

Para la solución de la TEP, se han aplicado técnicas de optimización (Ploussard et al., 2018; Alhamrouni et al., 2014; Carrión et al., 2021; Al-Hamouz et al., 2003) tradicionales: la programación lineal, programación no lineal, programación dinámica y programación entera mixta; sin embargo, los mejores resultados se han obtenido cuando se aplican técnicas heurísticas y metaheurísticas (MH). Este tipo de metodologías al no ser matemáticamente robustas pueden presentar resultados no confiables para redes complejas, a pesar de esta falencia existen muchos trabajos de investigación que aplican modelos MH los cuales permiten encontrar soluciones alternativas a los problemas de optimización (Ploussard et al., 2018; Alhamrouni et al., 2014).

Con este antecedente, el presente estudio pretende desarrollar un modelo matemático que plantee una solución al problema de expansión de la transmisión en SEP aplicando conmutación óptima de líneas transmisión (OTS) (Fisher et al., 2008; Jabarnejad, 2018; Lu et al., 2018; Zhang et al., 2017) ante eventos de contingencia (Masache et al., 2019; Hedman et al., 2009; Khanabadi et al.,

2013; Abdi-Khorsand et al., 2017), lo cual permita apreciar sus efectos en la cargabilidad de las líneas de transmisión y en la estabilidad del SEP (Mittelstaedt et al., 2015; Robak et al., 2017) minimizando costos de operación.

Cabe indicar que la OTS es una metodología que permite aliviar el estrés operativo de ciertos elementos de un SEP, bajo ciertas consideraciones de funcionamiento del sistema, las LT son desconectadas para redirigir un flujo de potencia en exceso (Heidarifar et al., 2014; Fisher et al., 2008; Tabatabaei et al., 2017; Yadav et al., 2019; Flores et al., 2017).

OTS fue desarrollada como una solución para aliviar la congestión de los sistemas de potencia y la subutilización de los elementos ante escenarios de baja demanda (Fisher et al., 2008). Los eventos de contingencias son considerados para la planificación operativa en (Pinzón et al., 2021) en donde se aplica OTS para forzar el camino de los flujos de potencia y para la restauración de la operación posterior a contingencias en (Quinteros et al., 2022) se aplica OTS hibridado con el índice contingencias para determinar el orden de reincorporación de los elementos del SEP.

La planificación de los SEP ha sido muy poco abordada empleando OTS, la mayoría de los estudios se enfoca en la robustez de los algoritmos desarrollados en base a OPF AC y DC, y a modelación del SEP posterior a la conmutación de líneas (Sun et al., 2017; Pal et al., 2017).

En el presente estudio, se contempla la definición de cargabilidad y máxima capacidad de las líneas de transmisión (Elyas et al., 2016; Shen et al., 2020), lo cual permitirá definir los límites de potencia transmisión de una línea (Bhatt et al., 2018; Karimi et al., 2018; Castellanos-Bustamante, 2014), para que en base a ello se formule las propuestas de expansión de los sistemas de potencia considerando flujos óptimos de potencia DC, siendo esto el principal aporte en comparación de la expuesto en literatura científica.

El estudio está organizado de la siguiente manera: Sección 2 contiene la planificación de la expansión y formulación del SIL, Sección 3 presenta la formulación del problema, Sección 4 tiene el análisis de resultados y en la Sección 5 se muestran las principales conclusiones de la investigación.

2. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

El estudio TEP puede ser desarrollado mediante la aplicación de flujos óptimos de potencia DC (OPF-DC), donde el problema se limita a la optimización lineal en el cual solo se toma en cuenta la potencia activa, ya que la afectación en el voltaje y la potencia reactiva se considera como mínima (Al-Hamouz et al., 2003; Carrión et al., 2021).

Dentro de las aplicaciones OPF-DC en los SEP, se encuentra el despacho económico, que permite equilibrar la generación y la demanda a un mínimo costo, otras aplicaciones relevantes de la OPF-DC es el análisis y estudio de la cargabilidad de líneas de

transmisión, ángulos de voltaje y las pérdidas que se producen (Gomes et al., 2019; Freitas et al., 2019; Carrión et al., 2021).

2.1 Flujo de Potencia Óptimo DC (OPF-DC)

El flujo de potencia óptimo se caracteriza por el análisis del SEP, dejando de lado la potencia reactiva, que cuantifica las pérdidas y considera los voltajes de barra sean iguales 1 pu (Bachtiar et al., 2014; Carrión et al., 2021).

Adicionalmente, permite minimizar los costos en beneficio de los usuarios finales con un servicio eléctrico de buena calidad, en ese sentido, la función objetivo busca minimizar los costos de producción (1)- (2), sujeto a restricciones que condicionan las características de los generadores (3), el flujo de potencia máximo de una línea de transmisión la cual se puede verificar en (4) y el equilibrio entre generación y demanda (5), es decir:

$$\min FO = \sum_{g=1}^{n_G} (C_g \times P_g); \forall g \in n_G \quad (1)$$

$$C_g \times P_g = a_g \times P_g^2 + a_b \times P_g + c_g; \forall g \in n_G \quad (2)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max}; \forall g \in n_G \quad (3)$$

$$P_{i,j}(\beta, \delta) \leq P_{i,j}^{\max}; \forall g \in n_{bus} \text{ y } i \neq j \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{bus}} P_{i,j} = P_g - P_D; \forall i, j \in n_{bus} \quad (5)$$

Las pérdidas se definen con la siguiente expresión:

$$P_{i,j} = \sum_{i=1}^{n_{bus}} B_{i,j} \times (\delta_i - \delta_j) - \sum_{i=1}^{n_{bus}} \frac{R_{i,j}}{2} \times (\delta_i - \delta_j)^2; \forall i \neq j \quad (6)$$

2.2 Planificación de la Expansión de la Transmisión (TEP)

La planificación de un sistema de potencia debe ser implementado previo a las actividades de diseño y construcción, y debe considerar procesos definidos a corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta que una planificación a corto plazo está relacionada con limitaciones en la operación del sistema, que deben ser solventadas para evitar inconvenientes con el abastecimiento de la demanda, mientras que la planificación a mediano plazo está relacionado con la repotenciación del SEP manteniendo un criterio de respaldo o redundancia que permita tener confiabilidad del sistema.

La planificación a largo plazo está orientada a la construcción de nuevas instalaciones en función del crecimiento proyectado de la demanda (Alhamrouni et al., 2014; Carrión et al., 2021).

La función objetivo para el TEP se define en la ecuación (7), sujeto a las restricciones expresadas en (8) y (9), las cuales están relacionadas con los costos de operación e inversión inicial.

Adicionalmente se aplican los criterios de cargabilidad máxima de líneas de transmisión expresadas en (10), (11), (12), (13), también se consideran los límites de potencia de los generadores en (14) y el equilibrio entre la demanda y generación expresada en (15).

A continuación se describen las ecuaciones:

$$\min OF = T \times OC + IC \quad (7)$$

$$OC = \sum_{i=1}^{n_{bus}} (C_g \times P_g); \forall g \in n_g \quad (8)$$

$$IC = (\eta_{i,j}^0 + \sum \alpha_{i,j}^k) \times CL_i \quad (9)$$

$$P_{i,j}^k - B_{i,j}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \alpha_{i,j}^k) \times M \quad (10)$$

$$P_{i,j}^k - B_{i,j}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \alpha_{i,j}^k) \times M \quad (11)$$

$$M = \max(B_{i,j} \times (\delta_i - \delta_j)) \quad (12)$$

$$-P_{i,j}^{\max} \times \alpha_{i,j}^k \leq P_{i,j}^k \leq P_{i,j}^{\max} \times \alpha_{i,j}^k; \forall i, j \in n_L \quad (13)$$

$$P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max}; \forall g_i \in n_g \quad (14)$$

$$\sum P_{i,j} = \sum P_g + LS_i - L_i; \forall i, j \in n_{bus} \quad (15)$$

2.3 Conmutación Óptima de Transmisión (OTS)

La conmutación de líneas de transmisión (OTS) para la redistribución de flujos de potencia, representa una solución innovadora en la operación del SEP con el fin de evitar congestión del SEP disminuyendo costos operativos (Fisher et al., 2008; Jabarnejad, 2018), lo cual permite solucionar problemas de forma práctica y oportuna, cabe indicar que este tipo de soluciones es adaptable para escenarios de contingencia, donde se requiere reconfigurar el sistema para redistribuir los flujos de potencia, y así aumentar su confiabilidad (Lu et al., 2018; Zhang et al., 2017).

En varias publicaciones científicas relacionadas con OTS se han incrementado restricciones las cuales están relacionadas con la confiabilidad, pérdidas, congestión y estabilidad, manteniendo los criterios establecidos en OPF-DC (Abdi-Khorsand et al., 2017; Yang et al., 2015; Aazami et al., 2015; Bai et al., 2017; Li et al., 2017; Gupta et al., 2017; Carrión et al., 2021; Masache et al., 2021).

Para el presente estudio se consideran las siguientes restricciones, las cuales están relacionadas con las líneas que pueden dejar de operar al alcanzar su límite máximo de cargabilidad.

Lo indicado se expresa en las ecuaciones (16), (17), (18) y la ecuación (19) representa el máximo número de líneas conmutadas.

$$P_{i,j} - B_{i,j} \times (\delta_i - \delta_j) \leq (1 - v_{i,j}) \times M \quad (16)$$

$$P_{i,j} - B_{i,j} \times (\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - v_{i,j}) \times M \quad (17)$$

$$-P_{i,j}^{max} \times v_{i,j} \leq P_{i,j} \leq P_{i,j}^{max} \times v_{i,j}; \forall i, j \in n_L \quad (18)$$

$$\sum_{i,j} (1 - v_{i,j}) \leq NSW \quad (19)$$

2.4 Cargabilidad de Líneas de Transmisión

La capacidad de líneas de transmisión está definida en el sector eléctrico, como uno de los problemas más relevantes al momento de definir la ampacidad o límite térmico ante condiciones máximas de flujo de carga en líneas de transmisión.

La planificación y la operación de un SEP se vuelven cada vez más complejas, y requiere un análisis más profundo al momento de definir la carga máxima que puede transportar una línea en escenarios de demanda máxima, evitando de esta manera que la línea sea afectada eléctrica y mecánicamente.

El aumento de la demanda y el crecimiento de fuentes de generación eléctrica y eventos de contingencia, pueden provocar que las líneas de transmisión experimenten aumento en su cargabilidad, para solventar esta problemática se puede operar el equipamiento de transmisión hasta su capacidad nominal, en lugar de estimar una capacidad que puede comprometer la estabilidad del SEP ante un escenario de máxima transmisión de flujo de potencia (Karimi et al., 2018), hay que recalcar que la capacidad de transferencia de carga de una línea de transmisión está principalmente limitada por tres factores: estabilidad, voltaje y límite térmico (Karimi et al., 2018).

Cabe señalar de acuerdo a Karimi et al. (2018) que los límites térmicos se definen no solo por problemas de confiabilidad, ya que se debe relacionar con los problemas que se pueden presentar con la seguridad de las líneas, pues esta debe mantener un rango de capacidad libre y evitar el aumento de la temperatura del conductor.

Hay una serie de factores básicos que limitan o determinan la capacidad de una línea de transmisión, varios de estos factores y la afectación en las líneas de transmisión. El voltaje es uno de factores más relevantes a tomar en cuenta al momento definir la capacidad de una línea de transmisión, la cual variará directamente como el cuadrado del voltaje y deja expresada la carga en kilovatios en términos de kV^2 .

Un criterio práctico o punto de referencia establecido, para definir la capacidad de una línea, es determinar el *SIL* (Surge Impedance Load), cuyo valor numérico tiene como característica principal, definir los límites del flujo de potencia de una línea de transmisión, el cual permitirá mantener al SEP dentro de un margen de estabilidad y operación óptima.

En ese contexto, para efecto del presente estudio se utilizará el valor de la potencia real para definir la cargabilidad de la línea,

donde el requerimiento de potencia reactiva es igual a cero, a esta se la conoce como *SIL* o potencia natural de la línea, la cual se encuentra en función de la inductancia, capacitancia y voltaje entre fases de la línea de transmisión (Castellanos-Bustamante, 2014).

El *SIL* está definido mediante la siguiente ecuación:

$$SIL = \frac{U_{LINEA}^2}{Z_c} \quad (20)$$

La impedancia característica Z_c se expresa de la siguiente manera:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_{LINEA}}{Y_{LINEA}}} \quad (21)$$

La impedancia y la admitancia equivalen a:

$$Z_{LINEA} = (R_{LINEA} + j X_{LINEA}) \quad (22)$$

$$Y_{LINEA} = (G_{LINEA} + j B_{LINEA}) \quad (23)$$

Donde:

$$X_{LINEA} = L \times 2 \times \pi \times f \quad (24)$$

$$B_{LINEA} = C \times 2 \times \pi \times f \quad (25)$$

Considerando para un caso especial de una línea sin pérdidas donde la conductancia y la resistencia son igual a cero, la impedancia característica queda definida de la siguiente manera:

Se reemplaza (24) y (25) en (21),

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (26)$$

Finalmente, la potencia *SIL* queda definida de la siguiente manera (Castellanos-Bustamante, 2014):

Se reemplaza (26) en (20),

$$SIL = \frac{U_{LINEA}^2}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \quad (27)$$

Se puede verificar en la ecuación (27), el *SIL* es directamente proporcional al cuadrado del voltaje de línea, e inversamente proporcional a la raíz de la división entre la inductancia, y capacitancia de la línea, se deduce que al incrementar el voltaje el nivel del *SIL* es mayor, por otro lado también se verifica que al incrementar el número de conductores por fase, la Z_c característica se ve disminuida, por lo que el nivel del *SIL* también se incrementa (Castellanos-Bustamante, 2014).

Cuando la potencia activa que circula por una línea es igual al *SIL*, la potencia capacitiva producida es igual a la potencia inductiva que consume la línea. Bajo este escenario la línea no inyecta potencia reactiva al sistema pero tampoco recibe (Castellanos-Bustamante, 2014).

Si el flujo de potencia activa en una línea de transmisión supera el valor del SIL , la potencia reactiva consumida por la línea es mayor a la potencia reactiva generada por la misma, en estas condiciones la línea demanda potencia reactiva de las fuentes del SEP (Castellanos-Bustamante, 2014).

3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Algoritmo 1 OTS con TEP

Paso: 1 Datos de entrada

Parametrización del SEP
Generadores, líneas, transformadores, cargas, matriz de conectividad.

Paso: 2 Determinación de líneas conmutadas mediante OTS mientras OPF-DC Converge

NSW=NSW+1

Selección v_{ij}

fin mientras

Paso: 3 Planificación de la expansión aplicando TEP para $i = 1$

para $j = 1$

Considerar $v_{i,j}$

Contingencia $N - 1$ en $L/T_{i,j}$

F.O.: $\min Z$

$$Z = \sum_{i=1}^{n_{bus}} (C_g - P_g) + (\eta_{i,j}^0 + \sum \alpha_i^k) \times CL_i$$

s.a.:

$$P_{i,j}^k - B_{i,j}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \alpha_{i,j}^k) \times M$$

$$P_{i,j}^k - B_{i,j}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \alpha_{i,j}^k) \times M$$

$$-SIL_{i,j} \times \alpha_{i,j}^k \leq P_{i,j}^k \leq \alpha_{i,j}^k \times SIL_{i,j}$$

$$SIL_{i,j} = \frac{U_{LINEA}^2}{\sqrt{\frac{L_{i,j}}{C_{i,j}}}}$$

$$-Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max}$$

$$\sum P_{i,j} = \sum P_g + LS_i - L_i$$

Determinar $\alpha_{i,j}^k$

fin para

fin para

Paso: 4 Mostrar resultados

NSW, $v_{i,j}$, $\alpha_{i,j}^k$, $P_{i,j}^k$, δ_i

La planificación de la expansión de un SEP tiene como objetivo, definir el equipamiento a instalarse en un sistema eléctrico, el cual permita la operación confiable del sistema, minimizando los costos de inversión y de operación.

En la literatura relacionada, al análisis del TEP se puede evidenciar la aplicación de esta herramienta en diversos sistemas de análisis (Carrión et al., 2021; Gupta et al., 2017), como son los de 6 barras, 14 barras. Para el presente estudio se utilizará el sistema de 118 barras del IEEE el cual será objeto de análisis, y se verifica su comportamiento aplicando la TEP ante el incremento de la demanda y contingencias en el sistema.

El Algoritmo 1 formula la expansión de un SEP aplicando OTS, basado en flujos óptimos de potencia OPF-DC. En el paso 1 se inicia el proceso, en el cual se declara el número de barras, líneas de transmisión, parámetros de conectividad, cargas y generadores con sus características.

En el paso 2, se procede con la obtención de las LT conmutadas con la aplicación de OTS y se mantiene el criterio de OPF-DC. En el paso 3, se ejecuta la TEP considerando al SIL como el máximo valor de cargabilidad de la línea transmisión, se aplica un periodo de planificación con incremento de la demanda a corto plazo de 2 años y largo plazo a 10 años.

Los datos de inductancia y capacitancia de las líneas para obtener el SIL son los definidos por la IEEE para un sistema de 118 barras, para el caso de barras conectadas a través de transformadores, estos se definen con un máximo de capacidad de 100 MVA.

En el paso 4, se muestra los resultados obtenidos por la metodología propuesta, hay que indicar que el algoritmo no toma en cuenta deslastre de carga, es decir considera la desconexión de LT y transformadores y no contempla la desconexión de generación.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

La simulación se realizó con un procesador AMD Ryzen 5 2500U with Radeon Vega Mobile Gfx 2,00 GHz, RAM 16 GB, 64 bit, para la optimización se empleó GAMS y para contrastar los resultados de flujos de potencia y costos de operación, se utilizó el programa PowerFactory DIgSILENT.

Se definió un primer caso de análisis el cual contempla la aplicación de la TEP sin considerar ninguna línea conmutada. Adicionalmente y en función de lo obtenido por el OTS, se definió un número máximo de ocho líneas o transformadores que pueden quedar fuera de servicio, cuyos escenarios fueron analizados con la TEP, y se obtuvieron diferentes resultados en relación a los costos de operación e inversión que debe realizarse en el sistema.

Los costos de operación de los 54 generadores térmicos se definieron en función de lo establecido por el IEEE para un sistema de 118 barras. Para el presente estudio se considera las curvas lineales de costo.

De igual manera, para todos los casos de estudio se definió el costo de 0,25E+06 \$/km de construcción de línea, y de 1,50E+06 \$ para transformador de potencia de 100 MVA, cabe indicar que estos valores se definieron en función de cotizaciones y precios de referencia que actualmente se encuentran en el mercado, esta información se ingresa al Algoritmo 1.

4.1 Tablas de Resultados

En la Tabla 1 se describen los resultados obtenidos producto de la metodología aplicada, se puede verificar el número de equipos conmutadas, y las líneas o transformadores que deben ser construidas en función del análisis de la TEP, para un periodo de planificación de 2 años con un incremento de la demanda del 2%

respecto al año cero.

De acuerdo con lo indicado en la Tabla 1, se puede verificar que para el caso sin líneas conmutadas para 2 años de planificación, la TEP nos proyecta la instalación de nuevos transformadores de 100 MVA en las barras 8-5, 30-17 y 38-37. Se evidencia la necesidad de construir un nuevo circuito entre las barras 85-86 y dos circuitos adicionales entre las barras 86-87, además se puede verificar que el costo de inversión es de 49,5 M\$.

Tabla 1. TEP 2 años para un sistema de 118 Barras IEEE .

NSW	LT Conmutadas	Nuevas Líneas ó Transformadores
0	0	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87
1	81-80	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87
2	69-75, 68-81	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87
3	69-75, 81-80 99-100	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87 80-99
4	66-67, 68-81 80-96, 99-100	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87 80-99
5	66-77, 81-80 80-96, 96-97 99-100	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87 80-99
6	66-7, 75-77, 77-80 80-96, 96-97, 99-100	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87 80-99, 68-69
7	69-77, 75-77, 77-80 80-96, 96-97, 99-100 100-101	8-5, 30-17, 38-37 68-69, 85-86, 86-87 86-87, 80-99
8	69-77, 75-77, 77-80 90-91, 80-96, 96-97 98-100, 99-100	8-5, 30-17, 38-37 85-86, 86-87, 86-87 80-99

En la Tabla 2, se describen los resultados obtenidos producto de la metodología aplicada, se puede verificar el número de equipos conmutados, y las líneas o transformadores que deben ser construidos en función del análisis de la TEP, para un periodo de planificación de 10 años con un incremento de la demanda del 10% respecto al año cero.

Para el caso sin conmutaciones con una planificación a 10 años, se puede verificar en la Tabla 2 que la TEP proyecta la instalación de dos nuevos transformadores de potencia de 100 MVA entre las barras 8-5 y 38-37, de un transformador de 100 MVA en las barras 30-17, 63-59.

Tabla 2. TEP 10 años para un sistema de 118 Barras IEEE .

NSW	LT Conmutadas	Nuevas Líneas ó Transformadores
0	0	8-5, 8-5, 5-11 26-25, 25-27, 30-17 38-37, 38-37, 63-59 49-66, 49-66, 85-86 86-87, 86-87 8-5, 5-11, 30-17 30-17, 26-30, 38-37 38-37, 38-37, 63-59
1	81-80	63-59, 63-59, 49-66 65-66, 65-66, 65-66 68-69, 68-69, 68-69 85-86, 86-87, 86-87 3-5, 8-5, 26-25 25-27, 30-17, 30-17 30-17, 38-37, 38-37
2	69-75, 68-81	63-59, 63-59, 38-65 49-66, 65-66, 65-66 65-66, 68-69, 68-69 69-75, 85-86, 86-87 86-87 8-5, 8-5, 5-11 23-25, 26-25, 30-17
3	69-75, 81-80 99-100	30-17, 38-37, 38-37 63-59, 49-66, 49-66 69-75, 85-86, 86-87 86-87, 80-99 8-5, 8-5, 5-11 23-25, 26-25, 30-17
4	66-67, 68-81 80-96, 99-100	30-17, 38-37, 38-37 63-59, 49-66, 49-66 69-75, 85-86, 86-87 86-87, 80-99 8-5, 8-5, 5-11 23-25, 26-25, 30-17
5	66-77, 81-80 80-96, 96-97 99-100	30-17, 38-37, 38-37 63-59, 49-66, 49-66 69-75, 85-86, 86-87 86-87, 80-99 8-5, 8-5, 5-11 23-25, 26-25, 30-17
6	66-7, 75-77, 77-80 80-96, 96-97, 99-100	30-17, 38-37, 38-37 63-59, 49-66, 49-66 69-75, 85-86, 86-87 86-87, 80-99 8-5, 3-12, 26-25 25-27, 30-17, 38-37
7	69-77, 75-77, 77-80 80-96, 96-97, 99-100 100-101	38-37, 63-59, 49-66 49-66, 77-80, 77-80 85-86, 86-87, 86-87 80-99 8-5, 8-5, 5-11 23-25, 26-25, 30-17
8	69-77, 75-77, 77-80 90-91, 80-96, 96-97 98-100, 99-100	30-17, 38-37, 38-37 49-66, 49-66, 77-80 79-80, 85-86, 86-87 86-87, 80-99 8-5, 8-5, 5-11 23-25, 26-25, 30-17 30-17, 38-37, 38-37

Adicionalmente, se evidencia la construcción de dos nuevos circuitos entre las barras 49-66, 86-87 y de un circuito entre las barras 5-11, 26-25, 25-27, 85-86, el costo de inversión es de 135,5 M\$.

El análisis planteado anteriormente es aplicable para todos los escenarios donde se utiliza la TEP, los resultados se encuentran descritos en la Tabla 1 y 2. Cabe señalar que, para todos los escenarios planificados, la TEP proyecta la instalación de un nuevo circuito entre las barras 85-86 y dos circuitos en las barras 86-87, estas inversiones permiten minimizar costos de operación al facilitar el despacho del generador G39, el cual tiene un costo de operación mínimo.

4.2 Resultados del Ángulo de Voltaje aplicando la TEP

A continuación, se visualiza en las Figuras 1 y 2 el comportamiento del ángulo de voltaje del SEP, para los escenarios de estudio planteados para un periodo de planificación de 2 y de 10 años, respectivamente.

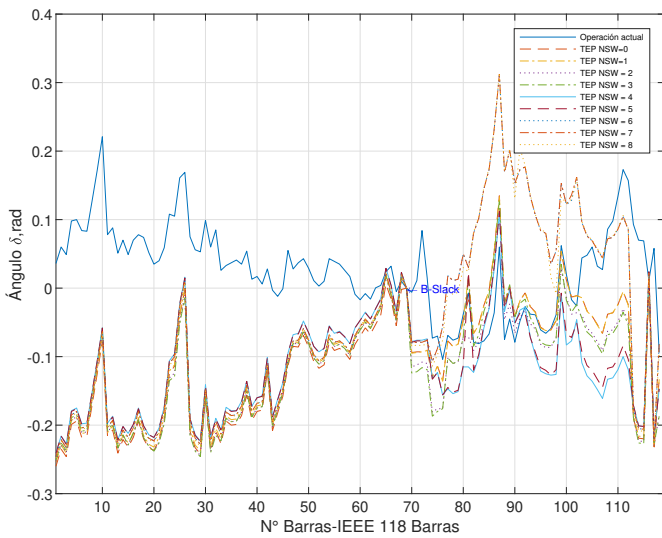


Figura 1. Ángulo de Voltaje TEP para 2 años.

En la Figura 1 se puede verificar la tendencia que mantiene el ángulo de voltaje del SEP en condiciones actuales, respecto a la tendencia del ángulo de voltaje del SEP aplicando la TEP para un periodo de planificación de 2 años, con un escenario sin conmutación de equipos y ocho escenarios con conmutación de líneas o transformadores.

Se evidencia que la tendencia del ángulo del voltaje se mantiene estable, además se verifica que el ángulo presenta fluctuaciones a partir de la barra 69 (Slack).

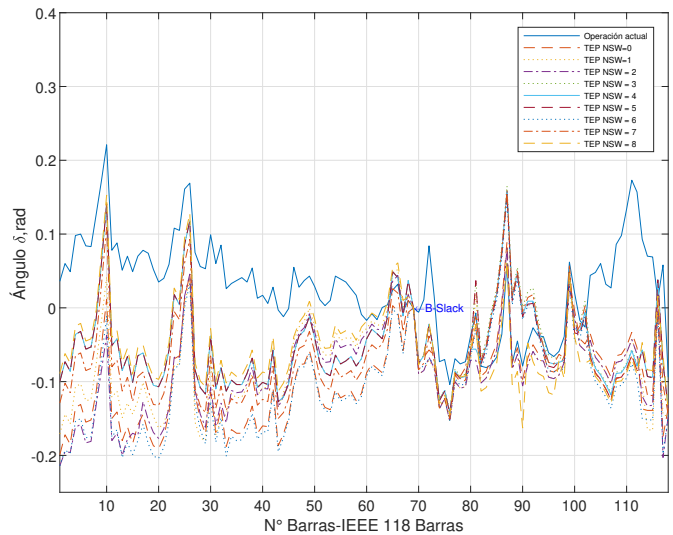


Figura 2. Ángulo de Voltaje TEP para 10 años.

De igual manera, en la Figura 2 se verifica que el ángulo de voltaje del SEP, aplicando la TEP para un periodo de planificación de 10 años, se mantiene estable y se evidencia mayor fluctuación del ángulo de voltaje en las barras del sistema.

4.3 Resultados Flujos de Potencia aplicando la TEP

En las Figuras 3 y 4, se evidencia el comportamiento del flujo de potencia en las líneas del SEP aplicando el criterio del SIL, el cual para el presente estudio define la máxima cargabilidad de la línea en condiciones ideales de operación. Estos flujos de potencia son el resultado de la aplicación de la TEP para diversos escenarios definidos en función de los equipos conmutados, considerando un periodo de planificación de 2 y de 10 años.

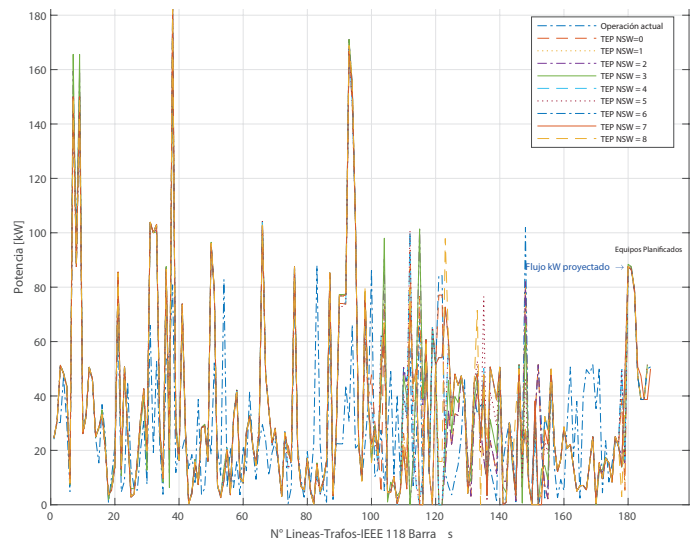


Figura 3. Flujo de Potencia TEP para 2 años

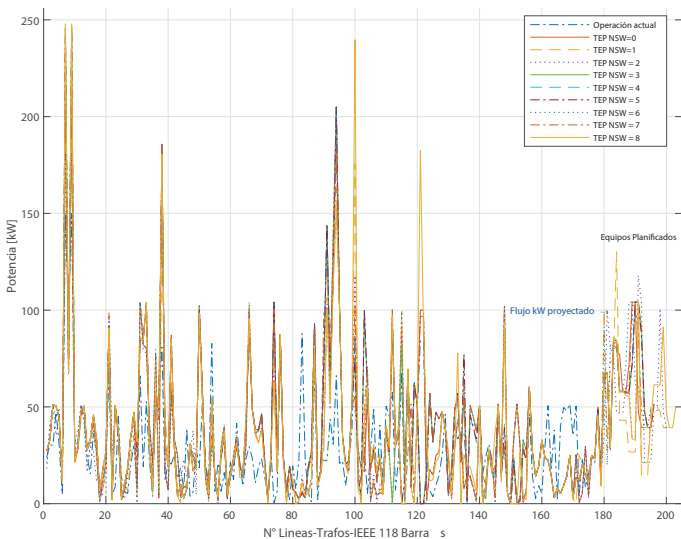


Figura 4. Flujo de Potencia TEP para 10 años

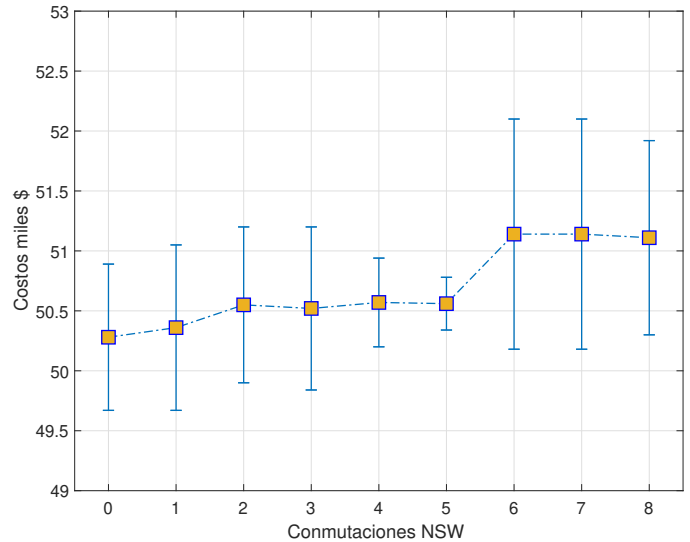


Figura 5. Error de costos de Operación TEP para 2 años.

Cabe indicar que, en las figuras antes mencionadas, el eje x hace referencia al número de equipos tales como líneas o transformadores que conformar el Sistema de 118 Barras del IEEE.

En la Figura 3, se puede verificar los flujos de potencia que se obtuvieron como resultado de la aplicación de la TEP para un periodo de 2 años. Se evidencia que los flujos presentan un incremento de potencia en líneas cuyo SIL es mayor, como por ejemplo la línea que conecta las barras 26-30 que transmite un promedio de 180 MW. Se puede indicar que el SIL de dicha línea es de 324,93 MW. De igual manera ocurre con la línea que conecta las barras 38-65 que transmite un promedio de 168 MW y que tiene un SIL de 325,71 MW. Lo indicado anteriormente, también se lo puede verificar en la Figura 4.

En la Figura 3, se puede verificar los flujos de potencia de las líneas y transformadores a instalarse en el SEP para el periodo de planificación de 2 años.

En la Figura 4, se puede comprobar la cantidad de equipamiento a instalarse en el SEP, producto de la aplicación de la TEP para un periodo de planificación de 10 años.

4.4 Resultados de los Costos de Operación Aplicando la TEP

En las Figuras 5 y 6, se muestran los costos de operación calculados por el programa de optimización GAMS, respecto a los costos calculados mediante el optimizador del PowerFactory DiGSILENT, se contempla para el análisis los escenarios en los cuales se aplicó la TEP para 2 y 10 años de planificación. Es necesario señalar que en las gráficas antes mencionadas se muestra la diferencia de costos de operación a través de barras de error.

En la Figura 5, se puede evidenciar los costos de operación para un periodo de planificación de 2 años y un incremento de la demanda de 2% respecto al año cero. Se evidencia una tendencia uniforme de los costos hasta el escenario donde se conmuta el quinto equipamiento (línea o transformador), a partir de esta se verifica un ligero incremento.

Para el periodo de planificación de 10 años (Figura 6) con un incremento de la demanda de 10% respecto al año cero, se evidencia un comportamiento más uniforme de los costos para los diferentes escenarios donde se aplicó la TEP.

Adicionalmente, se verifica que el error en los datos de los costos obtenidos entre programa GAMS respecto a los del DiGSILENT están en un promedio del 1,5% para el periodo de planificación de 2 años y de 1,3% para el periodo de planificación de 10 años.

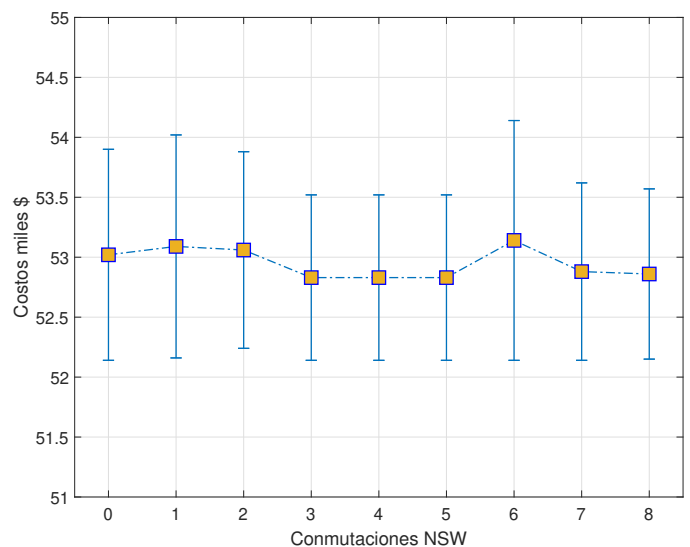


Figura 6. Error de costos de Operación TEP para 10 años

5. CONCLUSIONES

Basándose en el análisis global, las contingencias en el SEP pueden realizarse a través del OTS, ya que la metodología permite desconectar equipamiento de la red, lo cual puede considerarse como un evento de contingencia, también puede servir como una herramienta de operación en caso de que el equipo entre en mantenimiento.

La cargabilidad de las líneas de transmisión se obtuvo a través del valor del SIL el cual se dedujo en base a las curvas obtenidas en el modelo de Saint Claire. Al tratarse el presente estudio de un análisis a través de flujos óptimos de potencia OPF-DC, el valor del SIL se define como un valor constante, el cual varía en función de las características de las líneas de transmisión (capacitancia e inductancia).

Se verifica que al aplicar la TEP en el SEP, los flujos de potencia se encuentran dentro de los rangos establecidos de cargabilidad de las líneas, que para el presente estudio está definido por un SIL ideal. Cabe indicar que lo indicado anteriormente se cumple para un escenario sin conmutaciones y con conmutaciones.

Se verifica que la aplicación de la TEP permite obtener información valiosa, sobre el comportamiento del SEP en probables escenarios de operación como pueden ser contingencias, mantenimiento o por minimización de costos por pago de peaje.

La aplicación de la TEP proporciona información importante sobre la repotenciación estratégica de nuevo equipamiento en la red, que permitirá el despacho de Centrales de Generación cuyo costo de operación sea menor.

La aplicación de la TEP permite definir los costos de operación e inversión de un sistema de Potencia considerando la variación de la demanda definida en el tiempo.

Se verifica que, al implementar el concepto del SIL para definir la cargabilidad de las líneas, este limita el flujo de potencia a través de la misma, por lo que la TEP define la instalación del nuevo equipamiento para mantener los valores del SIL. Si bien esta condición de operación es ideal, hay que considerar que de aplicarla se reduciría el costo de producción de reactivos.

Dentro del análisis de los resultados obtenidos en este estudio, se realizó una contrastación de costos de operación generados por el optimizador del GAMS versus el PowerFactory DIG-SILENT, obteniendo errores que se encuentran entre 0,4% y 1,8%, tanto para el periodo de planificación de 2 como de 10 años.

La instalación del nuevo equipamiento en el SEP, producto de la aplicación de la TEP, para el periodo de planificación de 2 y 10 años, se debe al crecimiento de la demanda y conmutación de equipos en la red, esto como resultado de la metodología aplicada en el presente estudio.

Abreviaturas

Las abreviaturas utilizadas en el presente artículo son las siguien-

tes:

n_G	conjunto de generadores del SEP
n_{bus}	conjunto de barras del SEP
C_g	Costo de producción de cada generador; $\$/MWh$
P_g	Potencia activa de cada generador
a, b, c	Coefficientes de costo de producción
P_i	potencia inyectada en la barra i
P_G	Potencia activa total generada
P_g^{max}	Límite máximo de potencia activa de los generadores
P_g^{min}	Límite mínimo de potencia activa de los generadores
$P_{i,j}^{max}$	Límite máximo de flujo de potencia por una línea
P_D	Potencia activa de demanda
$B_{i,j}$	Suceptancia de la línea entre los nodos i - j
$R_{i,j}$	Resistencia de la línea entre los nodos i - j
$X_{i,j}$	Reactancia de la línea entre los nodos i - j
δ_i, δ_j	Representan el ángulo de voltaje en los nodos i - j
T	Periodo de planificación
OC	Costo operación
$\eta_{i,j}^0$	Estado inicial de la línea entre la barra i - j
$\alpha_{i,j}^0$	Variable binaria que representa el estado de la línea
CL_i	Costo de la línea candidata
M	Máximo flujo de potencia por las líneas
LS_i	Carga desconectada en la barra i
L_i	Carga de la barra i
v_{ij}	Variable binaria para seleccionar la línea de transmisión
NSW	Número de líneas conmutadas
SIL	Surge Impedance Loading

REFERENCIAS

- Aazami, R., Haghifam, M. R., Soltanian, F., Moradkhani, M. (2015). A comprehensive strategy for transmission switching action in simultaneous clearing of energy and spinning reserve markets. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 64, 408-418. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.032>
- Abdi-Khorsand, M., Sahraei-Ardakani, M., Al-Abdullah, Y. M. (2017). Corrective Transmission Switching for N-1-1 Contingency Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1606-1615. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2614520>
- Al-Hamouz, Z. M., Al-Faraj, A. S. (2003). Transmission-expansion planning based on a non-linear programming algorithm. *Energy*, 76(1-3), 169-177. [https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(03\)00060-6](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(03)00060-6)
- Alhamrouni, I., Khairuddin, A., Ferdavani, A., Salem, M. (2014). Transmission expansion planning using AC-based differential evolution algorithm. *IET Generation, Transmission Distribution*, 8(10), 1637-1644. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0001>
- Bachtiar Nappu, M., Arief, A., Bansal, R. C. (2014). Transmission management for congested power system: A review of concepts, technical challenges

- and development of a new methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 572–580. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.089>
- Bai, Y., Zhong, H., Xia, Q., Kang, C. (2017). A Two-Level Approach to AC Optimal Transmission Switching with an Accelerating Technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1616–1625. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2582214>
- Bhatt, K. A., Bhalja, B. R., Parikh, U. (2018). Controlled switching technique for minimization of switching surge during energization of uncompensated and shunt compensated transmission lines for circuit breakers having pre-insertion resistors. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 103(April), 347–359. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.06.024>
- Bolaños Ocampo, R. A., Correa Florez, C. A. (2013). Planeamiento de la transmisión considerando seguridad e incertidumbre en la demanda empleando programación no lineal y técnicas evolutivas. *Tecnura*, 18(39), 62. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2014.1.a05>
- Carrión, D., Gonzalez, J. W. (2018). Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency. *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, (1), 165–170. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2018.00031>
- Carrión, D., Palacios, J., Espinel, M., Gonzalez, J. W. (2021). Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria. *Springer (Ed), Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 266–279. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-72208-1-20>
- Carrión, D., García, E., Jaramillo, M., González, J. W. (2021). A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration. *Energies*, 14(20), 1–17. <https://doi.org/10.3390/en14206652>
- Castellanos-Bustamante, R. (2014). Determination of Transmission Limits on Electric Power Systems. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 15(2), 271–286. Obtenido de la base de datos Scielo.
- Elyas, S. H., Wang, Z. (2016). Statistical analysis of transmission line capacities in electric power grids. *2016 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2016*, 0–4. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2016.7781263>
- Fisher, E. B., O'Neill, R. P., Ferris, M. C. (2008). Optimal transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 1346–1355. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922256>
- Flores, M., Romero, R., Franco, J. (2017). An Analysis of the Optimal Switching Problem in Transmission Systems. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)* <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126720>
- Freitas, P. F. S., Macedo, L. H., Romero, R. (2019). A strategy for transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. *Electric Power Systems Research*, 172, 22–31. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.02.018>
- Gomes, P. V., Saraiva, J. T. (2019). Electrical Power and Energy Systems State-of-the-art of transmission expansion planning : A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets. *Electrical Power and Energy Systems*, 111, 411–424. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.035>
- Gupta, A. K., Kiran, D., Abhyankar, A. R. (2017). Flexibility in transmission switching for congestion management. *2016 National Power Systems Conference, NPSC 2016*. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858898>
- Hedman, K. W., O'Neill, R. P., Fisher, E. B., Oren, S. S. (2009). Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1577–1586. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2020530>
- Heidarifar, M., Doostizadeh, M., Ghasemi, H. (2014). Optimal transmission reconfiguration through line switching and bus splitting. *2014 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 11–15. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939408>
- Hemmati, R., Hooshmand, R.-A., Khodabakhshian, A. (2013). State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 312–319. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.015>
- Hooshmand, R. A., Hemmati, R., Parastegari, M. (2012). Combination of AC transmission expansion planning and reactive power planning in the restructured power system. *Energy Conversion and Management*, 55, 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.10.020>
- Jabarnejad, M. (2018). Approximate optimal transmission switching. *Electric Power Systems Research*, 161, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2018.03.021>
- Karimi, S., Musilek, P., Knight, A. M. (2018). Dynamic thermal rating of transmission lines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 600–612. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>
- Khanabadi, M., Ghasemi, H., Doostizadeh, M. (2013). Optimal transmission switching considering voltage security and N-1 contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 542–550. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2207464>

- Li, X., Balasubramanian, P., Sahraei-Ardakani, M., Abdi-Khorsand, M., Hedman, K. W., Podmore, R. (2017). Real-Time Contingency Analysis with Corrective Transmission Switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), 2604–2617. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2616903>
- Lu, M., Nagarajan, H., Yamangil, E., Bent, R., Backhaus, S., Barnes, A. (2018). Optimal Transmission Line Switching Under Geomagnetic Disturbances. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 2539–2550. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2761178>
- Masache, P., Carrión, D. (2019). Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias. *Revista de I+D Tecnológico*, 15(2), 98–106. <https://doi.org/10.33412/idt.v15.2.2252>
- Masache, P., Carrión, D., Cárdenas, J. (2021). Optimal Transmission Line Switching to Improve the Reliability of the Power System Considering AC Power Flows. *Energies* 2021, 14(11), 3281. <https://doi.org/10.3390/EN14113281>
- Mittelstaedt, M., Barrios, H., Schnettler, A. (2015). Identification of critical states regarding voltage stability by using a Continuation Power Flow combined contingency analysis. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232649>
- Pal, S., Sen, S., Bera, J. Sengupta, S. (2017). Network modeling using optimal transmission switching. *2017 IEEE Calcutta Conference (CALCON)*, 321–324. <https://doi.org/10.1109/CALCON.2017.8280748>
- Pinzón, S., Carrión, D. Inga, E. (2021). Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines. *IEEE Latin America Transactions*, 19(4), 534–541. <https://doi.org/10.1109/TLA.2021.9448535>
- Ploussard, Q., Olmos, L., Ramos, A. (2018). An efficient network reduction method for transmission expansion planning using multicut problem and Kron reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8950(1), 1–10. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2842301>
- Quinteros, F., Carrión, D. Jaramillo, M. (2022). Optimal Power Systems Restoration Based on Energy Quality and Stability Criteria. *Energies* 2022, 15(6), 2062. <https://doi.org/10.3390/en15062062>
- Robak, S., MacHowski, J., Gryzpanowicz, K. (2017). Contingency selection for power system stability analysis. *Proceedings of the 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering*. <https://doi.org/10.1109/EPE.2017.7967241>
- Shen, Z., Chiang, H. D., Tang, Y., Zhou, N. (2020). An online line switching methodology with look-ahead capability to alleviate power system overloads based on a three-stage strategy. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 115. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105500>
- Sun, D., Liu, x., Wang, Y., Yang, B. (2017). Robust Optimal Power Flow with Transmission Switching. *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 416–421. <https://doi.org/10.1109/IECON.2017.8216074>
- Tabatabaei Khorram, S. A., Fotuhi-Firuzabad, M., Safdarian, A. (2017). Optimal transmission switching as a remedial action to enhance power system reliability. *2016 Smart Grids Conference, SGC 2016*, 7–12. <https://doi.org/10.1109/SGC.2016.7882944>
- Yadav, A. K., Mahajan, V. (2019). Reliability Improvement of Power System Network with Optimal Transmission Switching. *2019 IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing, ICESIP 2019*. <https://doi.org/10.1109/ICESIP46348.2019.8938283>
- Yang, Z., Zhong, H., Xia, Q., Kang, C. (2015). Optimal Transmission Switching with Short-Circuit Current Limitation Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 1278–1288. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2434961>
- Zhang, S., Liu, C. C., Gu, X., Wang, T. (2017). Optimal transmission line switching incorporating dynamic line ratings. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings, 2018-January*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260139>

BIOGRAFÍA



Manuel René Espinel Galarza, nació 17 de agosto de 1980 en Quito provincia de Pichincha. Estudio en la Escuela Politécnica Nacional donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico. Realizó estudios de posgrado en la Universidad Politécnica Salesiana donde obtuvo su título de Magíster en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Labora en la Empresa Eléctrica Quito S.A. y se dentro de sus funciones tiene el realizar estudios eléctricos y de pro-

tecciones con 8 años de experiencia, desempeñó la jefatura de Departamento de Ingeniería de Operación del Centro de Control de la EEQ por dos años, entre otras jefaturas relacionadas al operación diseño y construcción de subestaciones y líneas de subtransmisión. mepinelg@est.ups.edu.ec.



Diego Francisco Carrión Galarza, nació el 9 de septiembre de 1981 en la ciudad de Quito - Ecuador. Estudió en la Universidad Politécnica Salesiana donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico. Realizó estudios de posgrado en la Universidad de las Fuerzas Armadas en Sangolquí - Ecuador donde obtuvo su título de Magíster en Energías Renovables. Realizó su estudio doctoral en la Universidad Pontificia Bolivariana

en Medellín - Colombia donde obtuvo su título de Doctor en Ingeniería. Es Docente-Investigador de la Universidad Politécnica Salesiana en la Carrera de Ingeniería en Electricidad y miembro del grupo de investigación en redes eléctricas inteligentes (GIREI).
dcarion@ups.edu.ec.