



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS DINÁMICO DE LA
ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LOS
SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A LA
CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JOEL ALFONSO PINEDA GUAMAN
TUTOR: DIEGO FRANCISCO CARIÓN GALARZA

Quito -Ecuador
2024

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Joel Alfonso Pineda Guaman con documento de identificación N° 1727853093 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 18 de marzo del año 2024

Atentamente,



Joel Alfonso Pineda Guaman
1727853093

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Joel Alfonso Pineda Guaman con documento de identificación No. 1727853093, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Análisis dinámico de la estabilidad transitoria en los sistemas de potencia posterior a la conmutación óptima de líneas de transmisión”, el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 18 de marzo del año 2024

Atentamente,



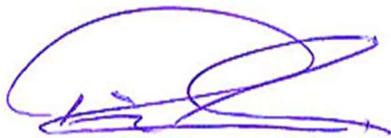
Joel Alfonso Pineda Guaman
1727853093

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza documento de identificación N° 1713703062, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, realizado por Joel Alfonso Pineda Guaman con documento de identificación N° 1727853093 , obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 18 de marzo del año 2024

Atentamente,



Ing. Diego Francisco Carrión Galarza, Ph.D.
1713703062

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	6
2.1	Flujos óptimos de potencia	6
2.1.1	DCOTS por medio de FOP-DC	6
2.2	Estabilidad sistema multimáquina.	8
2.2.1	Estabilidad transitoria en un sistema multimáquina.....	8
2.2.2	Modelo eléctrico del generador sincrónico.	9
3	Formulación del problema	10
3.1	Modelamiento del problema.....	10
3.2	Modelo matemático	11
3.3	Modelos de prueba.....	11
4	Análisis de resultados.....	12
4.1	DCOTS IEEE 14 barras.....	12
4.1.1	Caso A 14 barras: falla en barra 6	13
4.1.2	Caso B 14 barras: falla en barra 14	13
4.2	DCOTS IEEE 30 barras.....	16
4.2.1	Caso A 30 barras: falla en barra 12	17
4.2.2	Caso B 30 barras: falla en barra 4	17
5	Conclusiones	18
5.1	Trabajos futuros	18
6	Referencias	18
6.1	Matriz de Estado del Arte.....	21
6.2	Resumen de Indicadores	24
7	Anexos.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Circuito equivalente del Generador Sincrónico.....	9
Figura 2. Modelo de prueba de catorce barras del IEEE.....	11
Figura 3. Modelo de prueba de treinta barras del IEEE.....	12
Figura 4. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 6 para el sistema 14 barras del IEEE.....	12
Figura 5. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 14 para el sistema 14 barras del IEEE.....	13
Figura 6. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso A del sistema de 14 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 6.....	14
Figura 7. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso B del sistema de 14 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 14.....	15
Figura 8. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 12 para el sistema 30 barras del IEEE.....	15
Figura 9. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 4 para el sistema 30 barras del IEEE.....	16
Figura 10. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso A del sistema de 30 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 12.....	16
Figura 11. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso B del sistema de 30 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 4.....	17

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo estabilidad transitoria DCOTS.....	11
Tabla 2. Respuesta DCOTS considerando el número de conmutación permitidas en el sistema 14 barras del IEEE.....	13
Tabla 3. Respuesta DCOTS considerando el número de conmutación permitidas en el sistema 14 barras del IEEE.....	16
Tabla 4. Matriz de estado del arte.....	21
Tabla 5. Datos de generación del sistema de 14 barras del IEEE.....	25
Tabla 6. Datos de la demanda del sistema de 14 barras del IEEE.....	25
Tabla 7. Datos de las líneas de transmisión del sistema de 14 barras del IEEE.....	25
Tabla 8. Datos de generación del sistema de 30 barras del IEEE.....	26
Tabla 9. Datos de la demanda del sistema de 30 barras del IEEE.....	26
Tabla 10. Datos de las líneas de transmisión del sistema de 30 barras del IEEE.....	27

ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Resumen

El presente artículo científico tuvo como objetivo analizar la estabilidad transitoria posterior a la conmutación óptima de líneas de transmisión (OTS), la cual se acoge a los flujos óptimos de potencia DC, dando lugar al DCOTS, que facilita la conmutación óptima de las líneas de transición sin afectar a la carga, considerando tanto el despacho óptimo de energía cumpliendo con las limitaciones técnicas y operativas establecidas por el sistema. Esto se realizó para tres distintos escenarios, cuando existe una, dos y tres líneas de transmisión conmutadas. Todo esto fue un caso de optimización resuelto mediante programación lineal entera mixta (MILP). Por medio del software de optimización GAMS y MATLAB para la modelación y tratamiento de los datos. Se trabajó sobre los modelos estándar de 14 y 30 barras del IEEE de los cuales se pudo apreciar el análisis de la estabilidad transitoria en las barras de generación ante escenarios adversos. Además, el uso de la programación dinámica permitió obtener resultados precisos de manera rápida, aprovechando las ventajas computacionales disponibles.

Palabras Clave: Estabilidad Transitoria, Conmutación Óptima, Flujos Óptimos de Potencia, Programación Lineal Entera mixta, Programación Dinámica.

Abstract

The objective of this scientific article was to analyze the transient stability after optimal switching of transmission lines (OTS), which adheres to optimal DC power flows, resulting in DCOTS, which facilitates optimal switching of transition lines without affecting the load. Optimal energy dispatch was considered, complying with the technical and operational limitations established by the system. This analysis was carried out for three different scenarios, when there are one, two, and three switched transmission lines. All of this was an optimization case solved by mixed integer linear programming (MILP). GAMS and MATLAB optimization software were used for data modeling and processing. The standard 14 and 30 bar models of the IEEE were worked on, in which the transient stability analysis in the generation bars could be appreciated under adverse scenarios. In addition, the use of dynamic programming allowed for fast and accurate results, taking advantage of available computational advantages.

Keywords: Transient Stability, Optimal Switching, Optimal Power Flows, Mixed Integer Linear Programming, Dynamic Programming.

1 Introducción

El conjunto de subsistemas: generación, transmisión y distribución de lugar al SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), el cual tiene como objetivo satisfacer las necesidades eléctricas a los diferentes puntos de consumo con índices de calidad, para mantener estos índices se realizan estudios como: despacho económico, confiabilidad, estabilidad, seguridad y selectividad de equipos de protección [1].

Los SEP tienen una cierta probabilidad de falla, tales como descargas atmosféricas, fallas por cortocircuitos o también la conexión y desconexión súbita de carga. Las fallas traen consigo aspectos que producen variaciones en los perfiles de voltaje, ángulo y frecuencia lo que afecta principalmente al balance de la potencia eléctrica generada (PG) la cual debe ser igual a la potencia requerida (PD) o demandada por los usuarios, aquí hace la aparición de la operación económica del SEP la cual tiene como objetivo abastecer al usuario final con índices de calidad minimizando los costos de generación (CG).

Los cuales hacen la relación de la PG igual al PD por medio del despacho económico (DEC), el cual es la minimización del costo de producción de energía en las centrales de generación haciendo el uso eficiente de materiales, recursos humanos y mantenimiento de los equipos, también se hace hincapié en minimizar las pérdidas del suministro (PS) las cuales se generan en las líneas de transmisión al abastecer de energía a los diferentes puntos de consumo del SEP ya que ante la creciente alza de precios es muy indispensable hacer el uso eficiente y óptimo de la infraestructura para recuperar el capital invertido y obtener beneficios [1].

Cuando una falla no se soluciona adecuadamente puede ocasionar la

desconexión total o parcial del sistema. Para agregar robustez al sistema se realiza el análisis de contingencias y N-1 contingencias el cual estudia la continuidad operativa del SEP para salvaguardar el suministro eléctrico ante escenarios adversos cuando se retira un componente, como puede ser: un generador, un transformador o una línea de transmisión [2].

Para esta investigación se limitara a el estudio N-1 contingencias, para el proceso de estudio y de análisis se realiza la identificación de una posible contingencia la cual se hará entorno a la selección de un componente del sistema para evaluar su impacto cuando se ponga fuera de operación, después se hace la modelación del sistema, se determina las condiciones iniciales y se pone fuera de servicio el componente seleccionado, este análisis se lleva a cabo por medio de los flujos de potencia y simulación de eventos de fallas para evaluar la distribución del voltaje, corriente y potencia activa, realizando la obtención de datos con el propósito de analizar su influencia en los demás elementos del modelo, con ello se compara los resultados con las especificaciones técnicas con los valores límite del sistema, se calibran las protecciones eléctricas para que no operen de forma innecesaria configurándolas para que discriminen perturbaciones de fallas asegurando la continuidad del suministro eléctrico, se ha encontrado que incluso al retirar varias de ellas y aplicar el análisis contingencias N-1 y N-2 se mantienen constantes los costos operacionales y la cargabilidad de las líneas aumenta, pero sus límites operacionales no se ven violados y ninguna acción de conmutación causaría la desconexión del suministro eléctrico a los usuarios finales [4], [5].

Durante una contingencia, los nodos cercanos a la línea experimentan un notable

aumento en su ángulo, pero sin embargo los límites técnicos del sistema no son vulnerados. Por lo cual han construido sistemas que están interconectados por líneas de transmisión que se conectan a los generadores, los cuales tienen como objetivo abastecer a las cargas del sistema eléctrico, para solventar la creciente demanda del consumo eléctrico y para poder predecir el rendimiento de estos sistemas, el ingeniero se ve obligado a buscar herramientas de análisis y síntesis cada vez más potentes [5], [6].

La estabilidad del sistema es un estudio fundamental y crucial que se realiza para determinar el tiempo que el sistema puede sostener el estado estable garantizando la operación óptima y confiable de abastecimiento eléctrico a los usuarios finales, por ende es muy importante evitar cortes de energía a gran escala ya que es esencial garantizar la continuidad del suministro para la continuación de la cadena de producción industrial, la seguridad de las personas, el funcionamiento de los servicios de primera necesidad, el crecimiento económico, la protección de equipos y sistemas.

Los sistemas de potencia confiables y estables son fundamentales para sostener el estilo de vida de los consumidores promoviendo el progreso en la sociedad moderna, por ende, un suministro de energía confiable con índices de calidad es imperativo, los métodos de regulación y monitoreo como el control de voltaje, frecuencia y la coordinación de protecciones se utilizan para lograr la estabilidad. Además, se realizarán estudios y simulaciones para evaluar y predecir el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios operativos y perturbaciones. Ante perturbaciones o fallas, los estudios de estabilidad transitoria buscan determinar como el sistema responderá a estas

situaciones adversas y como se recuperará después de ellas [5], [6].

La estabilidad transitoria mide la respuesta del SEP para sostener el sincronismo ante un gran disturbio como la conexión y desconexión súbita de carga, como una falla en una de sus líneas de transmisión o en un generador [8]. Los estudios de estabilidad transitoria buscan determinar cómo el sistema responderá a estos disturbios y cómo se recuperará después de ellos. Durante estas perturbaciones, las variables eléctricas pueden experimentar cambios significativos y el SEP debe tener la capacidad de recuperarse y volver al estado estable o pre contingencia sin interrupciones del suministro de energía, los estudios de estabilidad transitoria son una herramienta crucial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico (ESE) ante situaciones adversas [9], [10].

El estudio de la estabilidad transitoria (ET) se realiza por medio de los flujos óptimos de potencia los cuales son de gran utilidad para los estudios de operación, planificación y control del SEP. Los cuales dan solución al problema del DEC y las PS el cual determina de manera eficiente la salida de potencia necesaria que se requiere para abastecer a los diferentes puntos de consumo minimizando las pérdidas generadas en las LT. Esto se lo puede analizar mediante los FOP que se pueden realizar por medio del modelo DC y AC, cabe destacar que esta investigación hará un análisis DC para el cual no se considera algunas variables reactivas de los componentes eléctricos.

Al despreciar las componentes reactivas se obtiene una representación más simplificada del sistema lo cual permite un análisis más ágil y rápido del SEP. Además, el (FOP-DC) se puede utilizar para obtener soluciones iniciales para análisis posteriores

más detallados que toman en cuenta los componentes reactivos, como los flujos de potencia en corriente alterna (AC) [11], [12].

Es importante tener en cuenta que el análisis de FOP-DC se utiliza generalmente como una primera etapa de optimización, proporcionando soluciones iniciales para problemas más detallados a posteriori, donde también se pueden realizar análisis adicionales que incorporen los componentes reactivos, considerando los límites de voltaje, la compensación reactiva y otros aspectos relacionados con la estabilidad del sistema [13]–[16].

En resumen, los FOP-DC ayudan a determinar los parámetros óptimos para la operabilidad del SEP, maximizando la eficiencia del uso de la infraestructura disponible y minimizando los CG y los costos asociados al traslado de energía eléctrica a los diferentes puntos de consumo [5], [6]. Para abordar el problema de resolver los FOP-DC, se utilizará el paquete de optimización GAMS (General Algebraic Modeling System) el cual es y ofrece un paquete matemático enfocado a la optimización problemas en el dónde se puede formular y resolver mediante programación lineal entera mixta (MILP Mixed Integer Lineal Programming).

Para resolver los modelos FOP-DC, se emplea el solver CPLEX, el cual es una herramienta de optimización que soluciona algoritmos de programación lineal y programación lineal entera mixta para así encontrar la solución óptima que cumpla con las restricciones definidas en el modelo. Este proceso de optimización permite determinar la configuración óptima del sistema eléctrico, esto permite encontrar la solución óptima que maximice eficientemente la utilización de la infraestructura existente y por ende minimizar los costos de generación y la

optimización de uso de los recursos [12], [13].

Un proceso de optimización que considera diversas variables y restricciones, como: potencia generada, la potencia demandada por el suministro, las limitaciones técnicas de las LT asociadas a la cargabilidad y los costos asociados al traslado de energía que también ayudan a los estudios de planificación y operación del SEP, ya que permiten hallar y la configuración óptima de generadores y líneas de transmisión, así como la asignación eficiente de cargas y la minimización de pérdidas de energía. También son útiles para realizar estudios de factibilidad de nuevas inversiones en expansión de redes de transmisión.

El problema de la optimización se facilita considerando ya que solo se utiliza la potencia activa y que la magnitud de los voltajes en los nodos es 1 (p.u.) FOP-DC tiene múltiples usos, como lo es el tema del DEC en el cual se logra el balance de la demanda de generación al menor costo de generación, otra de las aplicaciones del FOP-DC que ayuda a realizar evaluar la cargabilidad de las (LT), así como las desviaciones del ángulo de voltaje en los nodos de generación los cuales ayudan a estudiar la ESS. Por otra parte, las pérdidas en el SEP que se producen en la LT también se cuantifican mediante FOP-DC [18], [19].

La metodología OTS (Optimal transmission switching) o conmutación óptima de líneas de transmisión es una técnica que trabaja sobre la topología de las LT, este modelo de optimización trae consigo respuestas positivas: el alivio de sobrecargas en las LT y el reajuste de los perfiles de voltaje, solucionando problemas de desconexión de carga y minimizando costos de operación del sistema [15], [16]. Esto se hace con el fin de minimizar costes de traslado de energía, minimizando las

pérdidas que se generan al abastecer al suministro, la metodología OTS también evalúa la cargabilidad de las LT aumentando sus límites técnicos debido a la conmutación de las LT, pero dichos límites operacionales no son violados por ninguna acción de conmutación, cualquier tipo de operación indebida ocasionaría la salida de carga del sistema, la cual aceleraría o desaceleraría la potencia mecánica y por ende la frecuencia desbalancearía el sistema lo cual generaría distorsiones en los perfiles de voltaje, operación innecesaria de protecciones lo que volvería rápidamente el sistema inestable, dichas maniobras incorrectas pueden sobrecargar el sistema provocando cortes de energía en los centros de consumo hasta incluso el colapso parcial o total del (SEP).

Para ello se realizará el análisis de ET del sistema eléctrico posterior a la aplicación de la técnica OTS que trabaja en las líneas de transmisión que tienen una baja utilización sin afectar la estabilidad del sistema por medio de maniobras estratégicas en la topología del sistema de transmisión, esta técnica tiene como objetivo minimizar costos en la transmisión y distribución por medio de maniobras estratégicas sin afectar la estabilidad del sistema por dichas maniobras en la topología del sistema de transmisión, a la cual su infraestructura se le considera como estática [22], [23].

Para evaluar la ET se hará basada en FOP-DC, el uso de la OTS puede afectar la ESS, especialmente en situaciones en las que se presentan perturbaciones o fallas, las cuales generan cambios en los perfiles de voltaje, déficits en la confiabilidad y generando operación innecesaria de protecciones; estas operaciones incorrectas pueden sobrecargar el sistema, provocando cortes de energía en los centros de consumo hasta incluso el colapso parcial o total del sistema eléctrico de potencia [24], [25].

Para monitorear y analizar la estabilidad transitoria la mejor alternativa es la creación e implementación de un modelo dinámico para la metodología OTS fundamentado en flujos óptimos de potencia DC al cual se le denominara (DCOTS). En este artículo se propone el empleo de la metodología OTSDC de forma dinámica para la estabilidad transitoria y evidenciar los ángulos de los perfiles de voltaje en las barras generación, estudios que no se han evidenciado en otras investigaciones.

También considera el estudio de contingencias N-1 en el sistema de transmisión de energía eléctrica con lo que se lograra evidenciar y analizar las fluctuaciones del voltaje en las barras de generación y de la cargabilidad en las LT en relación al desempeño del sistema sin considerar la PS. Para abordar el problema de optimización DCOTS se utilizará el paquete de optimización GAMS por medio del solver CPLX para programación lineal entera mixta (MILP Mixed Integer Linear Programming), y realizará el modelamiento de la metodología DCOTS para analizar los resultados de la implementación del modelo propuesto comparando el sistema antes y después de la adaptación del proceso [8], [10], [14], [20].

Para elaborar el análisis de la metodología DCOTS esto llevará a cabo por medio de la optimización del modelo en Gams, la modelación en Matlab, utilizando el FOP-DC y DCOTS los cuales son casos de optimización los cuales se resolverán, para el primer modelo se utilizará programación LP y para resolver el segundo se hará por medio de programación MILP. Con los resultados obtenidos se espera evidenciar la respuesta transitoria del sistema y se podrá evaluar la estabilidad transitoria, los perfiles de voltaje y la generación de energía suministrada a la carga posterior a la ejecución del proceso [17].

2 Marco teórico

En este apartado, se presenta el respaldo teórico de la tesis, donde se explora sobre la estabilidad transitoria. Para abordar esta cuestión, se emplearán los FOP-DC, aplicando sus restricciones y procediendo con la metodología DCOTS. La investigación culmina con el análisis de estabilidad del sistema, generando el escenario N-1 contingencias para evaluar la estabilidad transitoria. siendo este último el enfoque principal de esta tesis.

2.1 Flujos óptimos de potencia

Los flujos óptimos de potencia (FOP) se pueden realizar por medio del análisis DC y AC, cabe destacar que esta investigación hará un análisis DC para el cual no se considera algunas variables reactivas de los componentes eléctricos del sistema. Para llevar a cabo los flujos óptimos de potencia para el estudio en DC se los denotará por (FOP-DC) a enfocarse en analizar al sistema eléctrico de potencia y desprejar la potencia reactiva, las pérdidas en el sistema, y considerar que su magnitud de voltaje en cada nodo es 1 (p.u.). La F.O. del FOP-DC está establecida por (1) la cual busca minimizar los costos asociados a la producción de energía acorde a (2) que condiciona la potencia que puede abastecer ese generador i del conjunto de unidades de generación (3) determina potencial máximo de energía que puede circular por las LT (4) el equilibrio de la potencia generación y la demandada la cual circula por las líneas de transmisión donde también se considera (5) la susceptancia de la LT determinando la potencia que circula.

$$\text{Min} : FO = \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi} \quad (1)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (2)$$

$$P_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq P_{ij}^{max}; \forall i, j \in n_{bus}; i \neq j \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{bus}} P_{ij} = P_G - P_D; \forall i, j \in n_{bus} \quad (4)$$

$$P_{ij} = \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq 1}}^{N_{bus}} B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \quad (5)$$

Donde:

FO ; Función objetivo es minimizar costos de generación.

Ω_G ; Conjunto de unidades de generación.

c_i ; Coeficiente asociado al precio de producción del generador i .

P_{gi} ; Potencia del generador i .

P_{gi}^{min} ; Potencia mínima del generador i .

P_{gi}^{max} ; Potencia máxima del generador i .

P_{ij} ; Potencia que circula por las líneas de transmisión.

δ_i ; Ángulo delta i .

δ_j ; Ángulo delta j .

P_G ; Potencia generada.

P_D ; Potencia demanda.

n_{bus} ; Número de barra.

Por ello se han construido sistemas que están interconectados por líneas de transmisión que se conectan con generadores y cargas en grandes sistemas eléctricos muy complejos para atender la creciente necesidad energética, y para poder predecir el rendimiento de estos sistemas tan complejos que el ingeniero se ve obligado a buscar herramientas de análisis y síntesis cada vez más potentes como se puede evidenciar en [2], [12], [20].

2.1.1 DCOTS por medio de FOP-DC

El modelo OTS expuesto por Fisher y O'Neill [20], consiste en seleccionar y conmutar estratégicamente la configuración de la red transmisión energía evaluando la

cargabilidad de las LT y las magnitudes de voltajes, con sus ángulos en cada uno de los nodos, y la generación de energía suministrada a la carga, donde la donde la función objetivo es (6) la cual tiene como objetivo reducir los gastos de producción, la cual está bajo la influencia de (7) que incide en la potencia que puede abastecer el generador i del conjunto de las centrales de generación:

$$\text{Min} : FO = \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi} \quad (6)$$

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (7)$$

El modelo DCOTS se sujeta a restricciones que impone el flujo de potencia por las LT (8) y (9), considerando la susceptancia de la LT es (10), también para determinar el estado de la LT si esta encendida o apagada se denomina a la variable binaria de estado a ζ_{ij} (11) y M (12) es el flujo máximo que puede soportar la LT antes de afectar su cargabilidad y pueda generar afectos adversos y dañar la infraestructura.

$$P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \zeta_{ij})M \quad (8)$$

$$P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \zeta_{ij})M \quad (9)$$

$$B_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} \quad (10)$$

$$\zeta_{ij} \in \{0,1\} \quad (11)$$

$$M = \max\{B_{ij}(\delta_i - \delta_j)\} \quad (12)$$

El balance de potencia para el modelo DCOTS se lo hace desestimando las pérdidas (13) y el límite del flujo de

potencia que circula por LT es (14). N_{SW} cantidad máxima de maniobras permitidas (15).

$$\sum_{i \in \Omega_G} P_{Gi} + L_{Si} - L_{Ri} : \quad (13)$$

$$\sum_{\forall \Omega_L} P_{ij} : \lambda_i \quad ij \in \Omega_B$$

$$\begin{aligned} -P_{ij}^{\max} \zeta_{ij} &\leq P_{ij} \\ &\leq P_{ij}^{\max} \zeta_{ij} \quad ij \in \Omega_L \end{aligned} \quad (14)$$

$$\sum_{ij} (1 - \zeta_{ij}) \leq N_{sw} \quad ij \in \Omega_L \quad (15)$$

Donde:

FO ; Función objetivo es minimizar costos de generación.

Ω_G ; Conjunto de unidades de generación.

Ω_D ; Conjunto de las cargas del sistema.

c_i ; Coeficiente asociado al costo de producción de la unidad de generación.

P_{gi} ; Potencia del generador i .

P_{gi}^{\min} ; Potencia mínima del generador i .

P_{gi}^{\max} ; Potencia máxima del generador i .

P_{ij} ; Potencia que fluye por la LT ij .

B_{ij} ; Susceptancia existente por la LT ij .

ζ_{ij} ; Variable binaria de estado de la LT ij .

M ; Variable asignada del flujo máximo que puede soportar la LT antes de afectar su cargabilidad y que pueda generar afectos adversos en la infraestructura.

δ_i ; Ángulo de voltaje en la barra i .

δ_j ; Ángulo de voltaje en la barra j .

P_G ; Potencia generada.

P_D ; Potencia demanda.

n_{bus} ; Número de barra.

P_{Gi} ; Potencia generada por la unidad i .
 L_{Si} ; Desconexión de carga en el nodo i .
 L_{Ri} ; Carga requiera por la demanda en la barra i .
 P_{ij} ; Potencia activa en la línea de i a j .
 λ_i ; Coeficiente relacionado con el costo local en la barra i .
 Ω_G ; Conjunto de generadores.
 Ω_L ; Conjunto de LT.
 Ω_B ; Conjunto de las barras del sistema.

2.2 Estabilidad sistema multimáquina.

Las investigaciones sobre de estabilidad son esenciales para comprender los SEP [27]. Los estudios de estabilidad buscan determinar cómo el sistema responderá a disturbios y fallas que pueden suceder y cómo se recuperará después de ellos. Para que esto suceda, es primordial que haya una igualdad entre el par electromagnético con el par mecánico. [9].

En situaciones de grandes perturbaciones, se recurre a la estabilidad transitoria, que se centra en un periodo crítico de 3 a 5 segundos después de una falla, extendiéndose, en casos severos, hasta los 10 segundos. Durante este lapso, la respuesta del sistema se manifiesta principalmente en los ángulos generadores[10], [19], [23].

2.2.1 Estabilidad transitoria en un sistema multimáquina.

El estudio de la ET en sistemas multimáquina se realiza considerando múltiples generadores interconectados y se inicia considerando la hipótesis de un sistema generador conectado a una barra infinita considerando que la potencia mecánica en las unidades de generación se mantiene constante, asegurando que el ángulo del rotor coincida con el ángulo del

voltaje asumiendo que la demanda permanece constante [9], [19].

Las ecuaciones multimáquina se encuentra simplificando y eliminando distintos nodos, conservando como base los nodos del voltaje interno de los generadores utilizando el teorema de Kron para eliminar barras de carga de la matriz de admitancia o también denominada Y de barra para condiciones de prefalla y también se modifica la representación de la red para reflejar las condiciones durante la falla y la prefalla, con esto se puede evidenciar y evaluar la estabilidad transitoria multimáquina con ello se puede llevar acabo un análisis del comportamiento de las oscilaciones del ángulo en las barras de generación con la sincronización del sistema de transmisión, se aplicará el modelo expuesto por Saadat [18], que aborda la estabilidad transitoria multimáquina.

El modelo multimaquina para estudiar la estabilidad transitoria se expone a continuación en (18), la cual describe la dinámica de oscilación de las máquinas sincrónicas conectadas al sistema y proporcionando una representación matemática de los fenómenos que surgen tras una perturbación, revelando así el comportamiento de los generadores.

La salida de potencia eléctrica de cada generador se puede expresar en términos de los voltajes internos de cada máquina (16).

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (16)$$

De igual forma con la potencia mecánica se puede representar en términos de los voltajes internos de cada máquina (17).

Para el estudio de estabilidad transitoria de la investigación se empleó la simulación de una falla trifásica en la barra k que da como resultado un voltaje en la barra k igual a cero para encontrar la diferencia angular en un definido periodo de tiempo.

2.2.2 Modelo eléctrico del generador sincrónico.

El empleo del modelo de la máquina sincrónica es esencial en análisis como cortocircuitos, estabilidad y transitorios en sistema eléctricos. Sin embargo, no resulta obligatorio al construir la matriz de admitancias para el flujo de carga. El modelamiento se realizará con un enfoque exclusivamente académico contribuyendo al estado del arte.

Considerando un generador en estado estable se representa como una fuente de voltaje y una impedancia en serie.

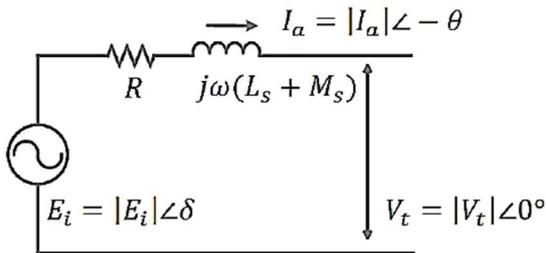


Figura 1. Modelo equivalente del Generador Sincrónico

Donde:

V_t ; Voltaje en los terminales del generador.

$j\omega(L_s + M_s)I_a$; Caída de voltaje en la reactancia propia y mutua de armadura.

$R_a I_a$; Caída de voltaje en la resistencia de armadura.

E_i ; Voltaje interno del generador.

El circuito equivalente del generador ilustrado en la figura 3 se determinan las siguientes ecuaciones:

$$V_t = E_i - I_a Z_d \quad (19)$$

$$P_{mi} = \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (17)$$

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{ei} \quad (18)$$

Donde Z_d es la impedancia sincrónica y se encuentra definida por:

$$Z_d = R_a + jX_d = R_a + j\omega(L_s + M_s) \quad (20)$$

En cambio, en un estado dinámico el generador se representa con el principio fundamental de la dinámica de rotación.

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (21)$$

Donde:

J ; Momento de inercia de la masa del rotor.

θ ; Desplazamiento angular con respecto al eje de estacionario.

T_m ; Torque mecánico.

T_e ; Torque eléctrico.

Además, cuando un cuerpo en puesto en movimiento trata de oponerse se lo constituye como momento de inercia.

$$J = \frac{1}{2} m R^2 \quad (22)$$

Donde m es la masa del cuerpo y R es el radio del cuerpo (rotor). En otra perspectiva, la variación del ángulo de potencia δ en el análisis de la estabilidad angular puede ser representado en relación con un eje de referencia que experimente un giro a la velocidad sincrónica.

$$\theta_m = \omega_s t + \delta_m \quad (23)$$

Donde:

- θ_m ; Posición angular con respecto al eje de referencia.
- ω_s ; Velocidad sincrónica del generador
- δ_m ; Desplazamiento angular desde el eje de referencia

El momento de inercia puede ser referido como el momento de inercia del rotor, y se denota comúnmente con la letra M, que a su vez esta expresado en función de H, la constante de inercia.

$$M = \frac{2H}{\omega_s} S_B \quad (24)$$

Al sustituir las ecuaciones (22), (23), (24), en la ecuación (21), se obtiene finalmente la ecuación de oscilación [16].

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (25)$$

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (26)$$

Donde:

- H_i ; Constante de inercia del generador i .
- F_0 ; Frecuencia.
- $d^2 \delta_i$; Segunda derivada respecto al ángulo delta i .
- dt^2 ; Segunda derivada respecto al tiempo.
- P_{ei} ; Potencia eléctrica del generador i .
- P_{mi} ; Potencia mecánica del generador i .
- Y_{ij} ; Valor de la admitancia entre ij .
- θ_{ij} ; Ángulo teta de la admitancia ij .
- δ_i ; Ángulo delta i .
- δ_j ; Ángulo delta j .

3 Formulación del problema

La OTS es una metodología la cual trabaja sobre la topología de las líneas de transmisión, la cual consiste en optimizar, seleccionar y conmutar estratégicamente la configuración del sistema de transmisión. Sin embargo, se puede hacer parecer al sistema como subóptimo y que no fue diseñado afectando la estabilidad del sistema eléctrico, especialmente en situaciones en las que se presentan perturbaciones o fallas dando lugar a cambios en los perfiles de voltaje, déficits en la confiabilidad y generando operación innecesaria de protecciones; estas operaciones incorrectas pueden sobrecargar el sistema, provocando cortes de energía en los centros de consumo hasta incluso el colapso parcial o total del SEP.

El objetivo de este análisis es ejecutar la metodología OTS por medio del flujo óptimo de potencia y llevar a cabo el análisis de ET en un SEP. La aplicación de la OTS busca mejorar la eficiencia del SEP, por medio de la reconfiguración estratégica de las LT. Sin embargo, esta optimización debe ser cuidadosamente realizada para evitar impactos adversos en la respuesta sistema.

3.1 Modelamiento del problema

Esto se llevará a cabo en los sistemas de prueba del estándar IEEE de catorce y treinta barras expuestos en [28], y la metodología se desarrollará mediante la combinación de la herramienta de optimización Gams y Matlab para el tratamiento de datos y modelación del sistema. La optimización del modelo se DCOTS llevará a cabo utilizando el cálculo óptimo del flujo de potencia en DC FOP-DC para optimizar el sistema y para finalizar realiza se efectuará el análisis de ET simulando diferentes escenarios respecto al número de conmutaciones permitidas y analizar la estabilidad

transitoria del sistema simulando una falla trifásica siendo despejada por una línea de transmisión circundante a la falla para su despeje ocasionando el escenario de contingencia N-1. Este enfoque permitirá aportar a los avances actuales en la metodología OTS identificando posibles desafíos y garantizar una aplicación segura de la metodología propuesta en los sistemas de prueba considerando la respuesta del sistema. Para ello se emplearán la programación dinámica (DP Dynamic programming) y MILP para desarrollar la metodología propuesta.

3.2 Modelo matemático

Tabla 1. Pseudocódigo estabilidad transitoria DCOTS

Algoritmo estabilidad transitoria DCOTS	
Inicio	
Paso 1:	Datos de entrada Parametrizar los datos de la red $P_{Gi}^{min}, P_{Gi}^{max}, P_{ij}^{max}, x_{ij}, N_{sw}$.
	Datos de contacto Parametrizar datos para el análisis de la estabilidad transitoria Bus_k, ij_k, tc, ts
Paso 2:	Determinación de las condiciones iniciales OPF-DC F.O.: $\sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi}$ Minimizar $P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}$ Guardar resultados: δ, P_{ij}, P_g
Paso 3:	Determinación de las condiciones iniciales DCOTS $P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \zeta_{ij})M$ $P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \zeta_{ij})M$ $B_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}$ $\zeta_{ij} \in \{0,1\}$ $M = \max\{B_{ij}(\delta_i - \delta_j)\}$ $-P_{ij}^{max}\zeta_{ij} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max}\zeta_{ij} \quad ij \in \Omega_L$ $P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}$ $\sum_{ij}(1 - \zeta_{ij}) \leq N_{sw} \quad ij \in \Omega_L$ Guardar resultados: ζ_{ij}
Paso 4:	Estabilidad transitoria multimáquina for case =1: SW

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

end for

Guardar resultados: δ

Paso 5: Mostrar resultados para cada escenario con sus ángulos del voltaje del sistema multimáquina

Paso 6: Análisis de resultados

Fin

3.3 Modelos de prueba

Para desarrollar la metodología para metodología DCOTS y análisis de ET en un SEP. Se utiliza los sistemas de prueba de catorce y treinta barras del estándar IEEE que se exponen a continuación.

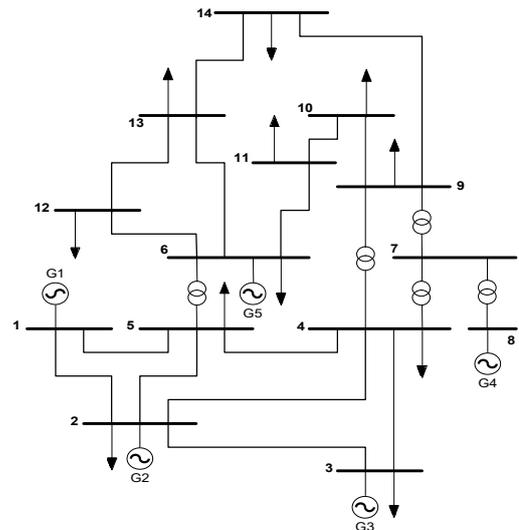


Figura 2. Modelo de prueba de catorce barras del IEEE.

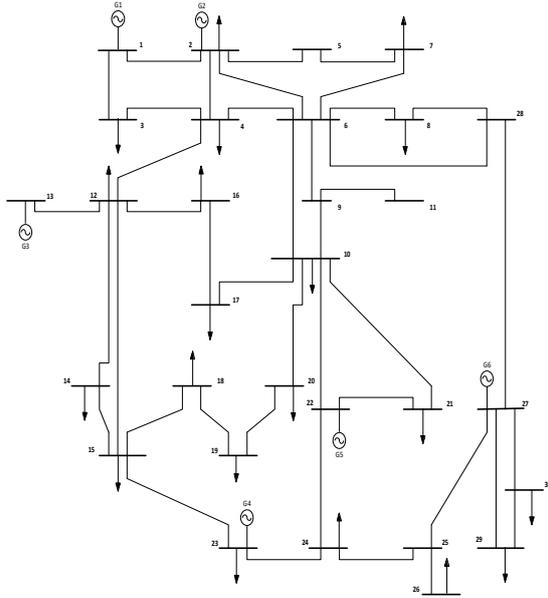


Figura 3. Modelo de prueba de treinta barras del IEEE.

4 Análisis de resultados

El método propuesto para el análisis dinámico de la ET en los sistemas de potencia posterior a la conmutación óptima de LT para ello se realizó la implementación

los algoritmos sobre Matlab R2022b, desde el cual se realizó un enlace de comunicación Matlab con GAMS para efectuar la metodología propuesta anteriormente. Lo antes mencionado se llevó a cabo en un computador con una central de procesamiento Intel Core i7-9750H, 12 Gb de Random Access Memory y Windows 11 asimismo en GAMS, se utilizó el solver CPLEX para la solución óptima del DCOTS por medio de programación lineal entera mixta de los modelos 14 y 30 barras.

Esto se realizó limitando el número de conmutaciones máximo de líneas de transmisión para una, dos y tres líneas conmutadas, generando así distintos escenarios. Además, se realizó el análisis de la estabilidad transitoria, por medio de los ángulos de los perfiles de voltaje en nodos de generación, estudios que no se han evidenciado en otras investigaciones. Cuyos resultados se muestran a continuación:

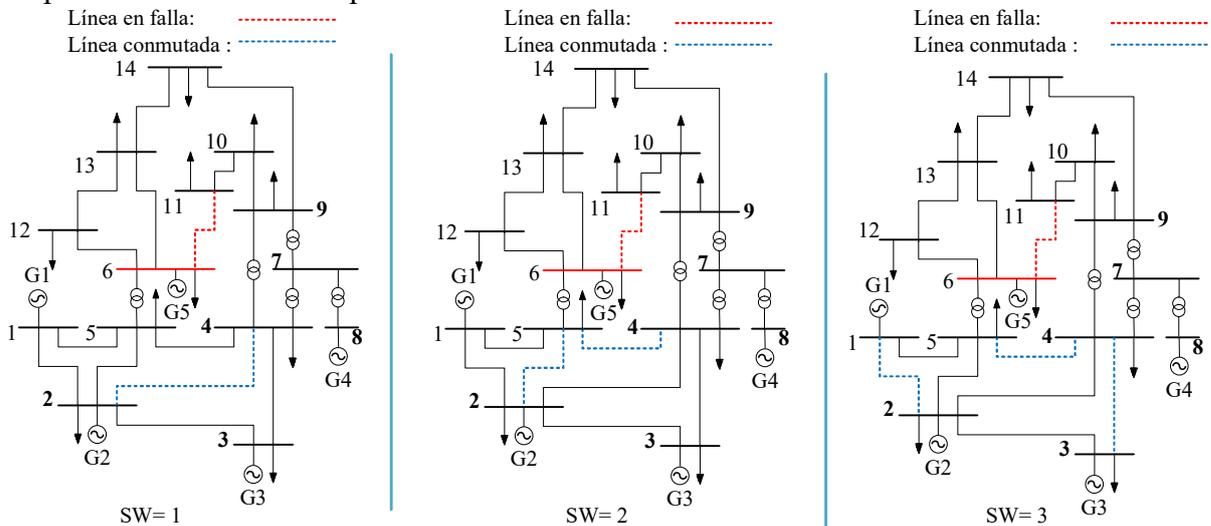


Figura 4. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 6 para el sistema 14 barras del IEEE.

4.1 DCOTS IEEE 14 barras

Se considera el sistema de la Figura 2, en el cual se ha realizado la optimización DCOTS limitando el número de conmutaciones permitidas, por medio de la variable SW para la creación de los distintos

escenarios. Se presentan a continuación los resultados obtenidos del DCOTS.

Tabla 2. Respuesta DCOTS considerando el número de conmutación permitidas en el sistema 14 barras del IEEE.

SW	Líneas conmutadas
1	[2 - 4]
2	[2 - 5] y [4 - 5]
3	[1 - 2], [3 - 4] y [4 - 5]

puede apreciar la conmutación óptima para las líneas 2-5 y 4-5, asimismo para el caso SW=3.

Donde se puede apreciar la conmutación óptima para las líneas 1-2, 3-4 y 4-5. Para el estudio de la ET se crea una falla trifásica en la barra 6 eliminada por el despeje de la falla en la línea 6-11, con un tiempo de falla igual a 5 milisegundos (ms).

4.1.1 Caso A 14 barras: falla en barra 6

En la figura 4 se puede apreciar los diferentes escenarios para cada SW=2, se

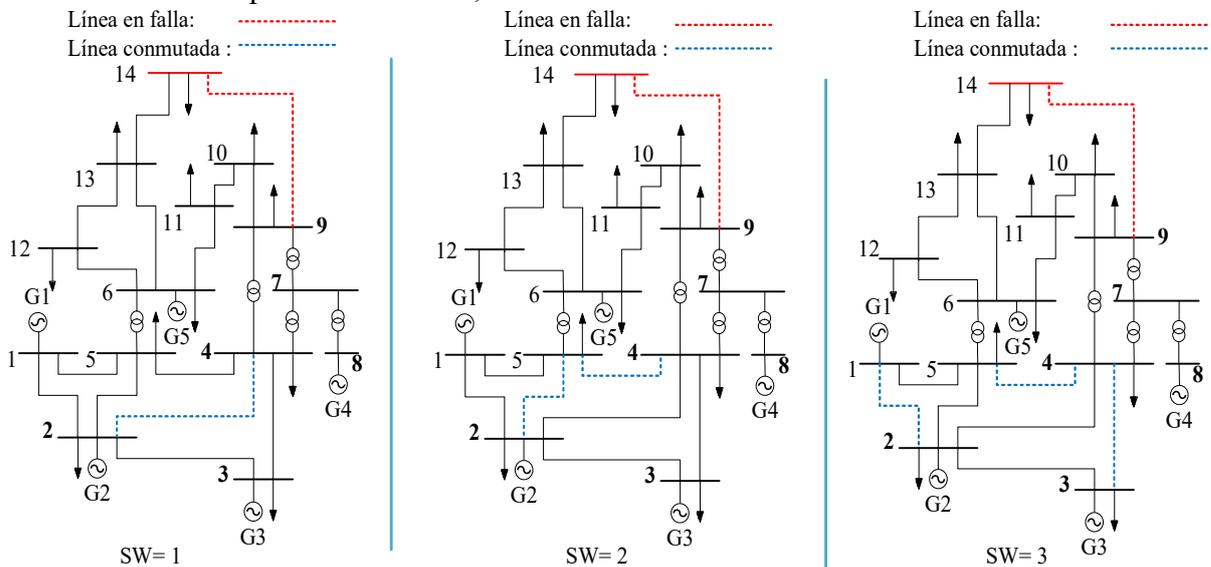


Figura 5. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 14 para el sistema 14 barras del IEEE.

4.1.2 Caso B 14 barras: falla en barra 14

En la figura 5 se puede apreciar los diferentes escenarios SW para cada conmutación óptima al igual que en el caso anterior. Para el estudio de la ET se crea una falla trifásica en la barra 14 eliminada por el despeje por medio de la línea 9-14, con un tiempo de falla igual a 5 ms

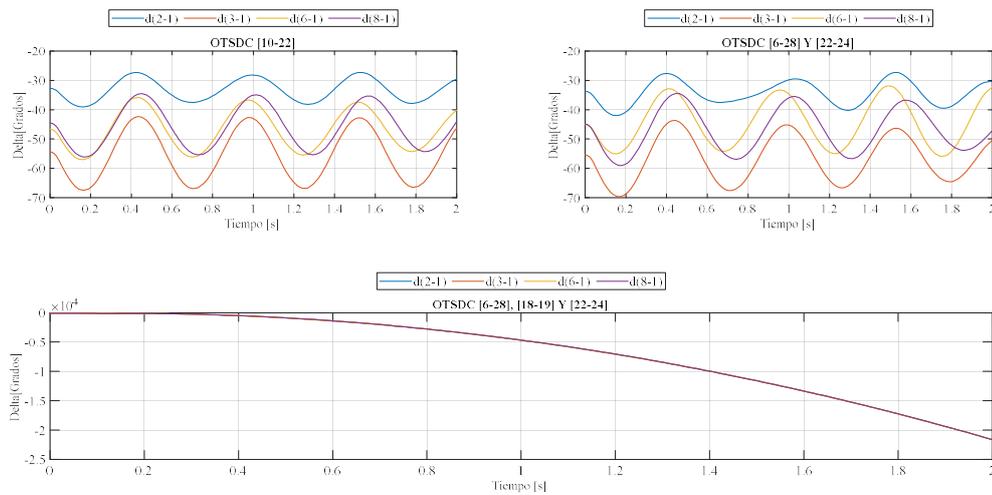


Figura 6. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso A del sistema de 14 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 6.

En la gráfico 6 se exhibe el comportamiento del los ángulos delta del voltaje de las barras de generación del sistema con referencia a la barra del generador (1) slack para cada uno de los escenarios planteados, como se puede apreciar en la ilustración 3, correspondientes al caso A de 14 barras, en los cuales se pueden apreciar que para el escenario DCOTS 2-4 a comparación del escenario DCOTS 2-5 y 4-5 presenta una perturbaciones más pronunciadas en el ángulo $d(2-1)$ ante una conmutación óptima $SW=2$, manteniendo la estabilidad del sistema se, en cambio no sucede lo mismo para el escenario DCOTS 1-2, 3-4 y 4-5 ya que se dispara el angulo al cabo de los 680 ms de ocurrida la falla y por ende el sistema se convierte en inestable.

En la gráfico 7 se exhibe el comportamiento del los ángulos delta con referencia a la barra del generador (1) slack para cada uno de los escenarios planteados, como se puede apreciar en la ilustración 4, correspondientes al caso B, en los cuales se pueden apreciar que para el escenario DCOTS 2-4 a comparación del escenario DCOTS 2-5 y 4-5 presenta cambios en oscilaciones $d(6-1)$ y $d(8-1)$ ante la conmutación óptima $SW=2$ para este escenario el sistema sigue siendo estable y de igual manera conservando la estabilidad del sistema para el escenario DCOTS 1-2, 3-4 y 4-5 pero evidenciando que los valores obtenidos se han duplicado a comparación del escenario DCOTS 2-4 que muestran un aumento significativo de los ángulos $d(2-1)$, $d(3-1)$, $d(6-1)$ y $d(8-1)$.

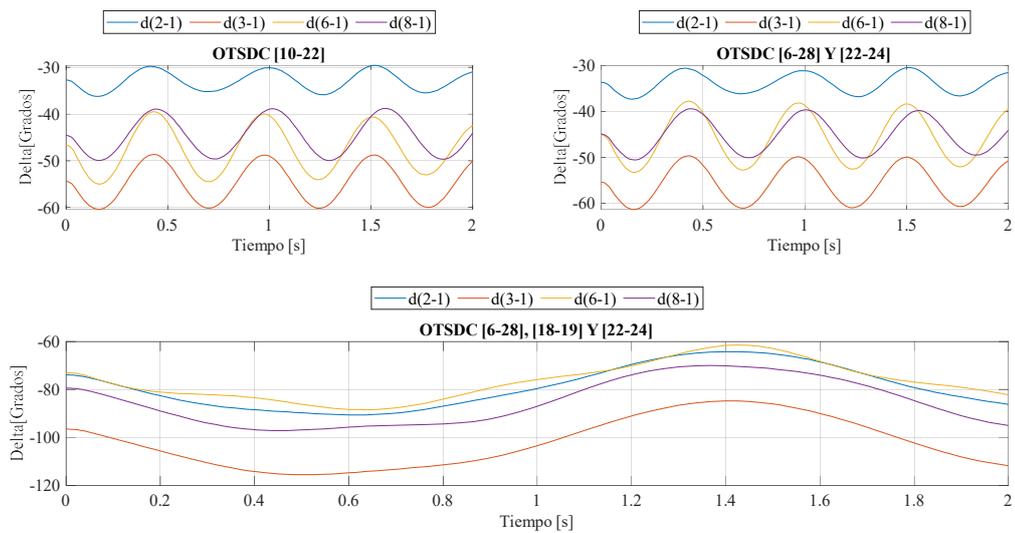


Figura 7. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso B del sistema de 14 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 14.

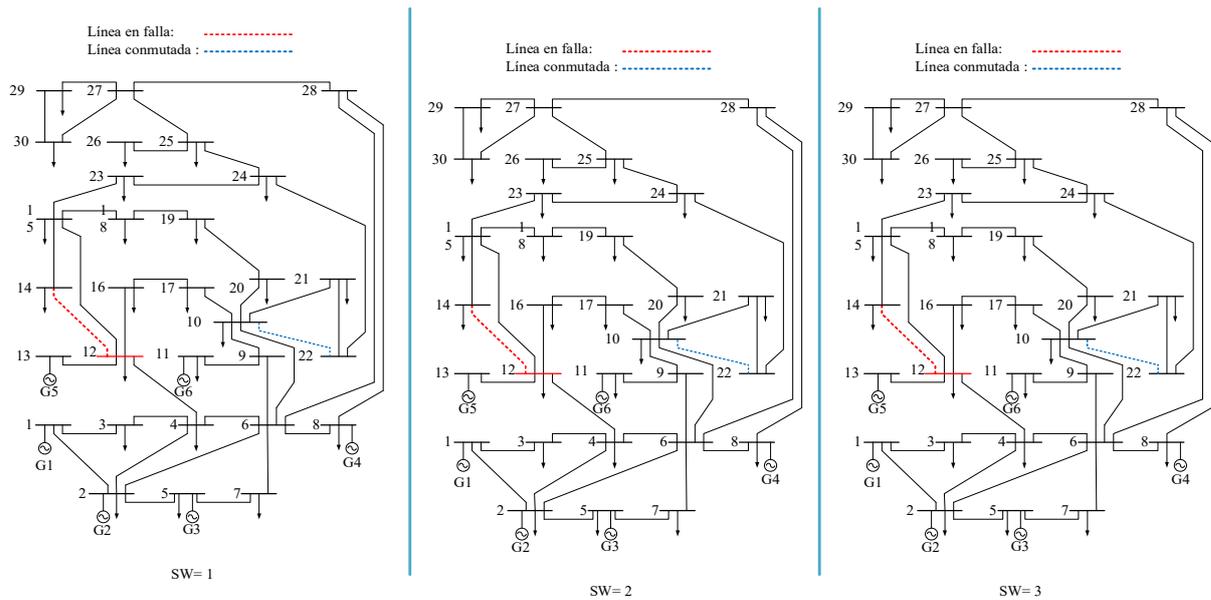


Figura 8. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 12 para el sistema 30 barras del IEEE.

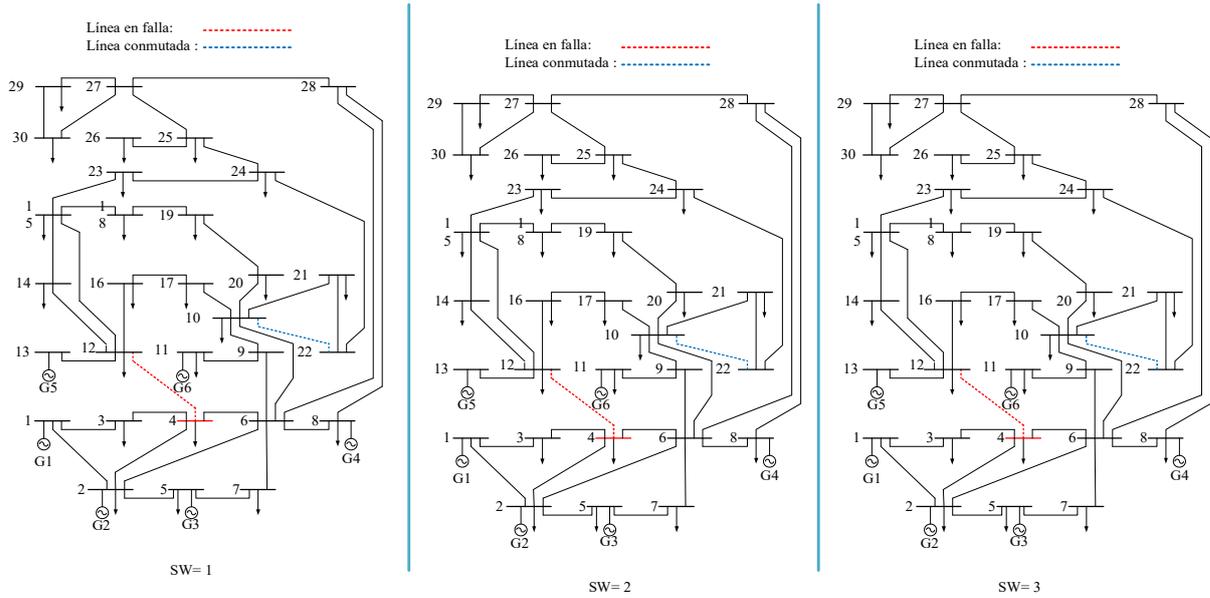


Figura 9. Escenarios DCOTS para 1, 2 y 3 conmutaciones permitidas con una falla trifásica en la barra 4 para el sistema 30 barras del IEEE

Tabla 3. Respuesta DCOTS considerando el número de conmutación permitidas en el sistema 14 barras del IEEE.

SW	Líneas conmutadas
1	[10 - 22]
2	[6 - 28] y [22 - 24]
3	[6 - 28], [18 - 19] y [22- 24]

4.2 DCOTS IEEE 30 barras

Se considera el sistema de la Figura 3, en el cual se ha realizado la optimización DCOTS limitando el número de conmutaciones permitidas para la creación de los distintos escenarios. Como se muestra a continuación en la Tabla 3.

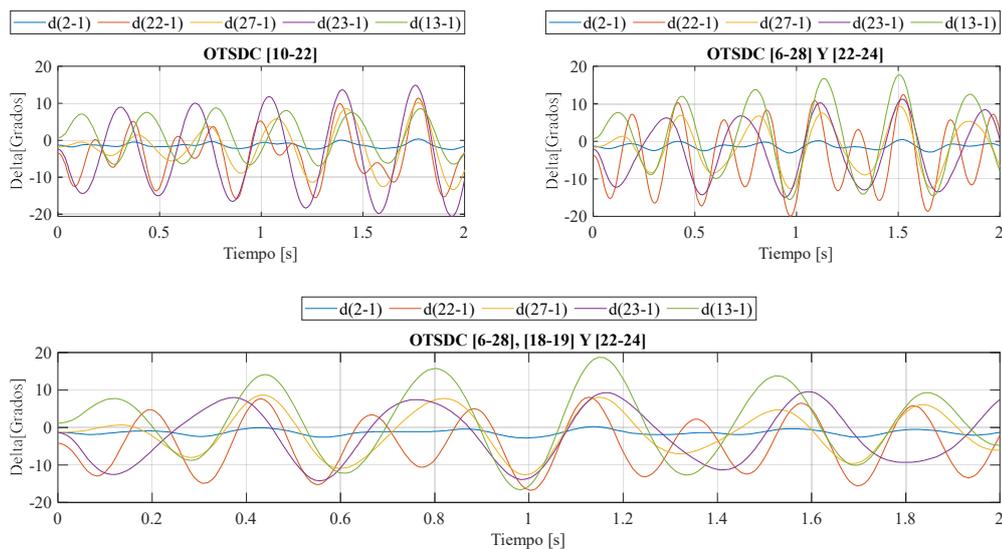


Figura 10. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso A del sistema de 30 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 12.

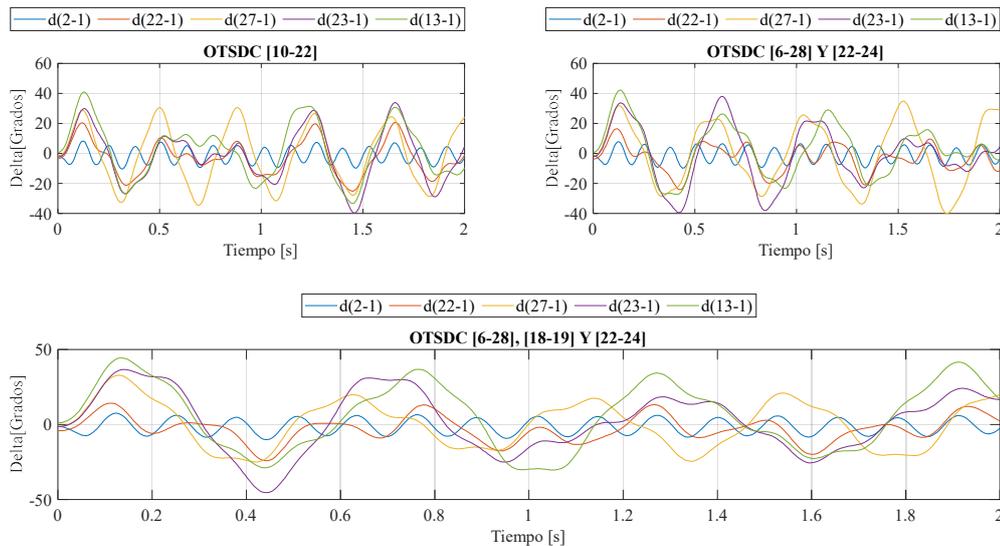


Figura 11. Curva de oscilación del ángulo de los generados del caso B del sistema de 30 barras y su respuesta en el dominio del tiempo posterior a una falla en barra 4.

4.2.1 Caso A 30 barras: falla en barra 12

En la figura 8 se puede apreciar los diferentes escenarios del sistema de 30 barras para cada conmutación óptima cuando $SW=1$ para la línea 10-22 de igual manera para el caso $SW=2$ se puede apreciar la conmutación óptima para las líneas 6-28 y 22-24, asimismo para el caso $SW=3$ la conmutación óptima para las líneas 6-28, 18-19 y 22-24. Para el estudio de la ET se crea una falla trifásica en la barra 12 eliminada por el despeje por medio de la línea 12-14, con un tiempo de falla igual a 5 ms.

En el gráfico 10 se exhibe el comportamiento del ángulos en los generadores del sistema con referencia a la barra del generador (1) slack para cada uno de los escenarios planteados, mostrados en la ilustración 7, correspondientes al caso A de 30 barras, se pueden apreciar el DCOTS 10-22 a comparación del escenario DCOTS 6-28 y 22-24 presenta perturbaciones más pronunciado en el ángulo $d(27-1)$ ante la conmutación óptima $SW=2$ para este escenario el sistema sigue siendo estable y

de igual manera conservando la estabilidad del sistema para el escenario DCOTS 6-28, 18-19 y 22-24 sus ángulos $(2-1)$, $d(22-1)$, $d(27-1)$, $d(23-1)$ y $d(13,1)$ se mantienen en sus límites operativos, rescatando que la oscilación del ángulo $d(2-1)$ se encuentra constante para los 3 escenarios y no presenta perturbaciones que afecten la estabilidad, dicho esto el presente sistema permanece estable.

4.2.2 Caso B 30 barras: falla en barra 4

En la figura 9 se puede apreciar los diferentes escenarios SW del caso B para cada conmutación óptima del sistema de 30 barras al igual que en el caso anterior. Para el estudio de la ET se crea una falla trifásica en la barra 4 eliminada por el despeje por medio de la línea 4-12, con un tiempo de falla igual a 5 ms.

En el gráfico 11 se exhibe el comportamiento del ángulo en los generadores del sistema con referencia al generador (1) slack para cada uno de los escenarios planteados, los cuales se muestran en la figura 8, en los cuales se pueden apreciar que para el escenario DCOTS 2-4 a comparación del escenario DCOTS 2-5 y 4-5 presenta un crecimiento

más pronunciado en los ángulos $d(27-1)$, $d(23-1)$ y $d(13-1)$ ante la conmutación óptima $SW=2$ ante este escenario el sistema sigue siendo estable y de igual manera conservando la estabilidad del sistema para el escenario DCOTS 6-28, 18-19 y 22-24 pero evidenciando que los valores obtenidos se han acrecentado a comparación de los escenarios anteriores, evidenciando que la oscilación del ángulo $d(2-1)$ se encuentra constante para los 3 escenarios y no presenta perturbaciones que afecten la estabilidad, dicho esto el presente sistema permanece estable.

5 Conclusiones

En el presente artículo científico se planteó una nueva metodología para llevar a cabo el análisis dinámico de la estabilidad transitoria posterior a la aplicación de la metodología OTS la cual permitió optimizar los recursos del sistema eléctrico de potencia al reconfigurar los flujos de energía que circula por el sistema de transmisión, esta metodología fue validada en distintos escenarios y en los diferentes modelos propuestos logrando identificar los parámetros eléctricos como la magnitud y el ángulo de voltaje en las barras de generación, flujo de óptimo de potencia, todo ello con el fin de minimizar los costos operativos, manteniendo operabilidad del sistema en estado estable.

Mediante la revisión bibliográfica se pudo identificar y plantear una metodología que no se ha evidenciado en trabajos anteriores respecto a la OTS aportando con avances actuales a la misma, la cual fue validada en diferentes sistemas de potencia. Lo novedoso de esta metodología es que se ofrece una respuesta dinámica de la estabilidad transitoria bajo condiciones adversas y se realizó los estudios de estabilidad transitoria para un sistema multimáquina por el cual se logró identificar que algunas LT no pueden ser conmutadas, ya que si se realiza estas

acciones el sistema dejara de funcionar correctamente haciendo al sistema inoperable y perdiendo el sincronismo desde la perspectiva del ángulo del rotor de los generadores ocasionando inestabilidad y el colapso del sistema.

5.1 Trabajos futuros

Los resultados alcanzados en el presente artículo científico continuar el análisis fundamentándose FOP-AC.

Se recomienda como continuación de esta investigación, considerar los diferentes tipos de fallas.

6 Referencias

- [1] A. Wood, B. Wollenberg, and G. Sheblé, "Power Generation, Operation, And Control," 3rd ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2014.
- [2] K. W. Hedman et al., "Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability," vol. 25, no. 2, pp. 1052–1063, 2010.
- [3] M. Heidarifar, P. Andrianesis, P. Ruiz, M. C. Caramanis, and I. C. Paschalidis, "An optimal transmission line switching and bus splitting heuristic incorporating AC and N-1 contingency constraints," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 133, no. January, p. 107278, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107278.
- [4] N. Fan, R. Chen, and J. Watson, "N-1-1 Contingency-Constrained Optimal Power Flow by Interdiction Methods HE North American Electric Reliability Corporation (N-1)," 2012 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., pp. 1–6, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345713.
- [5] M. A. Lejeune and P. Dehghanian, "Optimal Power Flow Models with Probabilistic Guarantees: A Boolean

- Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 6, pp. 4932–4935, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3016178.
- [6] P. Pareek and H. D. Nguyen, “Gaussian Process Learning-Based Probabilistic Optimal Power Flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 541–544, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3031765.
- [7] D. Carrión and J. W. González, “Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency,” no. 1, pp. 165–170, 201.
- [8] K. Prabha, “Power System Stability and Control.” McGraw-Hill, Inc., Palo Alto, California, pp. 1–1199, 1965. doi: 10.1016/c2013-0-08253-9.
- [9] A. Paul and F. A., “Power system control and stability,” 2nd ed. California: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.
- [10] IEEE Power Engineering Society, “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,” *Pes-Tr77*, no. April, pp. 1–42, 2020.
- [11] K. W. Hedman, S. S. Oren, and R. P. O’Neill, “A review of transmission switching and network topology optimization,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–7, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039857.
- [12] S. Pinzon, D. Carrion, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 4, pp. 534–541, 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9448535.
- [13] M. T. Augustine and D. U. Patil, “Dynamic programming based optimal control of discrete time switched linear systems,” 2019 Aust. New Zeal. Control Conf. ANZCC 2019, no. 1, pp. 221–224, 2019, doi: 10.1109/ANZCC47194.2019.8945793.
- [14] D. Peng, M. Huang, J. Li, J. Sun, X. Zha, and C. Wang, “Large-Signal Stability Criterion for Parallel-Connected dc-dc Converters with Current Source Equivalence,” *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 66, no. 12, pp. 2037–2041, 2019, doi: 10.1109/TCSII.2019.2895842.
- [15] V. O. Kostiuk and T. O. Kostyuk, “Power system steady state stability criteria and the jacobian of dynamical systems,” *eurocon 2021 - 19th IEEE Int. Conf. Smart Technol. Proc.*, pp. 523–530, 2021, doi: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535579.
- [16] Y. Ng, S. Misra, L. A. Roald, and S. Backhaus, “Statistical Learning for DC Optimal Power Flow,” 2018 *Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1–7, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442859.
- [17] A. Soroudi, *Power system optimization modeling in GAMS*. 2017. doi: 10.1007/978-3-319-62350-4.
- [18] H. Saadat, “Power System Analysis, .” 3rd Edition. PSA, pp. 1–718, 2010.
- [19] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, “Analisis de sistemas de potencia”. Mexico, 1996.
- [20] E. B. Fisher, S. Member, R. P. O. Neill, and M. C. Ferris, “Optimal Transmission Switching,” vol. 23, no. 3, pp. 1346–1355, 2008.
- [21] M. Jabarnejad, “Approximate optimal transmission switching,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 161, pp. 1–7, 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.03.021.
- [22] X. Fang, H. Cui, H. Yuan, J. Tan, and T. Jiang, “Distributionally-robust chance constrained and interval optimization for integrated

- electricity and natural gas systems optimal power flow with wind uncertainties,” *Appl. Energy*, vol. 252, no. April, p. 113420, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113420.
- [23] N. Hatziaargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [24] S. Ye, R. Huang, J. Xie, and J. J. Ou, “A Power Flow Calculation Method for Multi-Voltage Level DC Power Grid Considering the Control Modes and DC/DC Converter,” *IEEE Access*, vol. 11, no. August, pp. 98182–98190, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3312617.
- [25] T. Hong, D. Zhao, and Y. Zhang, “A relaxed PV bus model in linear power flow,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, no. 2, pp. 1249–1252, 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3031758.
- [26] D. R. Patrick, S. W. Fardo, and B. W. Fardo, *Modern Power Systems*. 2022. doi: 10.1201/9781003207429-6.
- [27] K. Prabha, “Power System Stability and Control, Third Edition.” McGraw-Hill, Inc., California, 2016.
- [28] S. Kodsı and C. Canizares, “Modeling and simulation of IEEE 14-bus system with FACTS controllers,” *Tech. Rep. 2003–3 E&CE*, Univ. Waterloo, vol. 03, p. 37, 2003,

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 4. Matriz de estado del arte.

ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN																													
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA								
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	NÚMERO DE CITAS	CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD	ESTABILIDAD SISTEMAS TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMAQUINA	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	OPERACIÓN INNECESARIA DE PROTECCIONES	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	OPERACIÓN INNECESARIA DE PROTECCIONES	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA (MLP)	ALGORITMOS GENERICOS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	CONMUTACIÓN ÓPTIMO DE LÍNEAS TRANSMISIÓN	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	SISTEMA MULTIMAQUINA	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	ANÁLISIS DINAMICO DE LA ESTABILIDAD	CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	
1	2010	Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability	509	☒				☒			☒				☒		☒				☒								☒
2	2021	An optimal transmission line switching and bus splitting heuristic incorporating AC and N-1 contingency constraints	14		☒	☒		☒	☒		☒		☒		☒				☒	☒									☒
3	2012	N-1-1 contingency-constrained optimal power flow by interdiction methods	37					☒	☒				☒			☒	☒		☒						☒				
4	2020	Optimal Power Flow Models with Probabilistic Guarantees: A Boolean Approach	9			☒			☒						☒				☒						☒				
5	2020	Gaussian Process Learning-Based Probabilistic Optimal Power Flow	33		☒				☒									☒		☒		☒			☒				
6	2018	Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency	32					☒				☒				☒				☒			☒		☒				
7	2020	Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies.	1666				☒			☒				☒	☒							☒	☒	☒	☒	☒			
8	2011	A review of transmission switching and network topology optimization	248	☒		☒				☒		☒				☒		☒		☒					☒				☒

ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA												
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	NÚMERO DE CITAS	CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD	ESTABILIDAD SISTEMAS TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINA	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	OPERACIÓN INNECESARIA DE PROTECCIONES	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	OPERACIÓN INNECESARIA DE PROTECCIONES	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA (MILP)	ALGORITMOS GENERICOS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	CONMUTACIÓN ÓPTIMO DE LÍNEAS TRANSMISIÓN	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	SISTEMA MULTIMÁQUINA	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD	CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
9	2021	Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines.	26	☒		☒	☒		☒				☒	☒			☒	☒				☒		☒						☒
10	2019	Dynamic programming based optimal control of discrete time switched linear systems	3	☒		☒				☒	☒			☒					☒											
11	2019	Large-Signal Stability Criterion for Parallel	34				☒				☒			☒				☒		☒							☒	☒		
12	2021	Power system steady-state stability criteria and the jacobian of dynamical systems	4	☒	☒							☒							☒	☒							☒			
13	2018	Statistical Learning for DC Optimal Power Flow	66		☒									☒	☒				☒								☒			
14	2008	Optimal Transmission Switching	730	☒						☒	☒			☒	☒						☒									☒
15	2018	Approximate optimal transmission switching	30	☒					☒	☒					☒				☒			☒								
16	2019	Distributionally-robust chance constrained and interval optimization for integrated electricity and natural gas systems optimal power flow with wind uncertainties	58		☒					☒	☒										☒						☒			

ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA										
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	NÚMERO DE CITAS	CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD	ESTABILIDAD SISTEMAS TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMAQUINA	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	OPERACIÓN INNECESARIA DE PROTECCIONES	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	OPERACIÓN INNECESARIA DE PROTECCIONES	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA (MILP)	ALGORITMOS GENERICOS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	CONMUTACIÓN ÓPTIMO DE LÍNEAS TRANSMISIÓN	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	SISTEMA MULTIMAQUINA	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	ANÁLISIS DINAMICO DE LA ESTABILIDAD	CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	
17	2020	Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended	640				☒							☒	☒			☒	☒							☒	☒		
18	2023	A Power Flow Calculation Method for Multi-Voltage Level DC Power Grid Considering the Control Modes and DC/DC Converter	2		☒					☒						☒	☒	☒					☒			☒	☒		
19	2020	A relaxed PV bus model in linear power flow	3		☒					☒						☒			☒				☒			☒			
21	2021	Modern Power Systems	33		☒		☒				☒						☒				☒					☒			
22	2003	Modeling and simulation of IEEE 14-bus system with FACTS controllers	15		☒		☒			☒					☒		☒	☒								☒			
CANTIDAD:				7	9	5	1	6	11	7	5	3	8	7	6	7	9	9	7	7	3	3	4	5	13	1	5		

6.2 Resumen de Indicadores

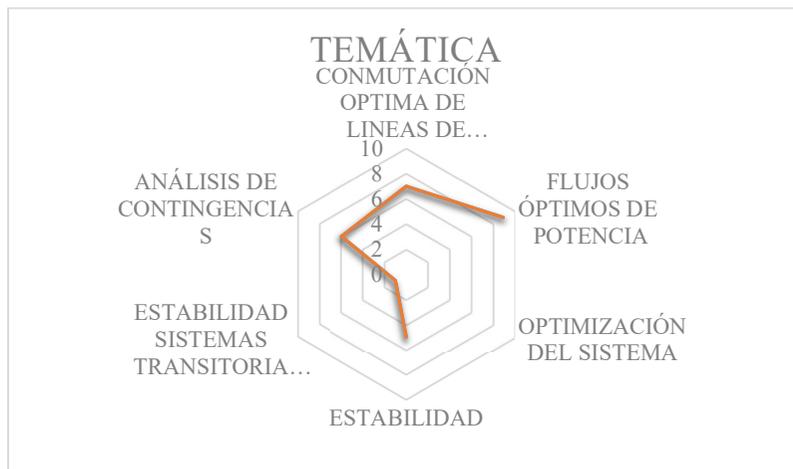


Figura 12 Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.



Figura 13. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

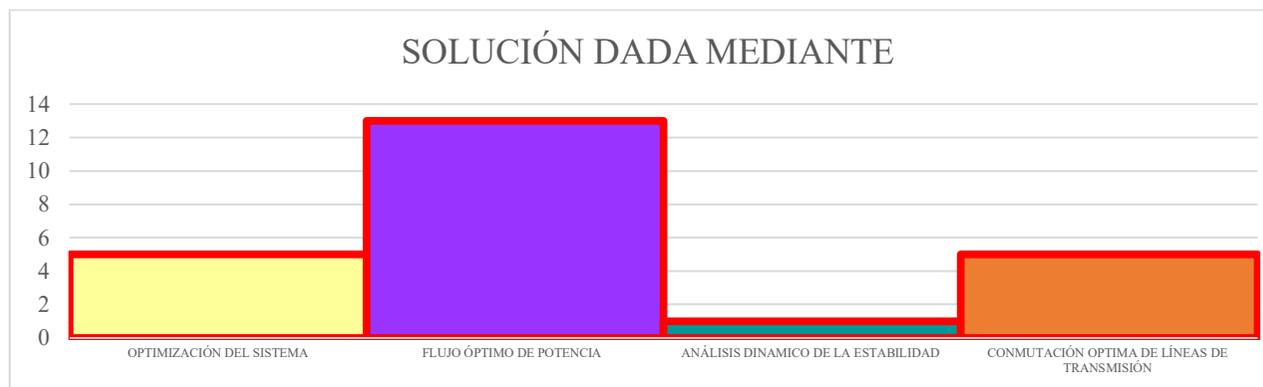


Figura 14. Indicador de solución - Estado del arte.

7 Anexos

Tabla 5. Datos de generación del sistema de 14 barras del IEEE.

Generador	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo [\$]	Qmax [Mvar]	Qmin [Mvar]
1	332,4	0	20	10	0
2	140	0	20	50	-40
3	100	0	40	40	0
6	100	0	40	24	-6
8	100	0	40	24	-6

Tabla 6. Datos de la demanda del sistema de 14 barras del IEEE.

Nodo	Pd [MW]	Qd [Mvar]	Nodo	Pd [MW]	Qd [Mvar]
1	0	0	8	0	0
2	21,7	12,7	9	29,5	16,6
3	94,2	19	10	9	5,8
4	47,8	-3,9	11	3,5	1,8
5	7,6	1,6	12	6,1	1,6
6	11,2	7,5	13	13,5	5,8
7	0	0	14	14,9	5

Tabla 7. Datos de las líneas de transmisión del sistema de 14 barras del IEEE.

Línea	r	x	gij	bij	sil	Línea	r	x	gij	bij	sil
1 – 2	0,01938	0,05917	0	0,0528	120	6 – 11	0,09498	0,1989	0	0	18
1 – 5	0,05403	0,22304	0	0,0492	65	6 – 12	0,12291	0,25581	0	0	32
2 – 3	0,04699	0,19797	0	0,0438	36	6 – 13	0,06615	0,13027	0	0	32
2 – 4	0,05811	0,17632	0	0,034	65	7 – 8	0	0,17615	0	0	32
2 – 5	0,05695	0,17388	0	0,0346	50	7 – 9	0	0,11001	0	0	32
3 – 4	0,06701	0,17103	0	0,0128	65	9 – 10	0,03181	0,0845	0	0	32
4 – 5	0,01335	0,04211	0	0	45	9 – 14	0,12711	0,27038	0	0	32
4 – 7	0	0,20912	0	0	55	10 – 11	0,08205	0,19207	0	0	12
4 – 9	0	0,55618	0	0	32	12 – 13	0,22092	0,19988	0	0	12
5 – 6	0	0,25202	0	0	45	13 – 14	0,17093	0,34802	0	0	12

Tabla 8. Datos de generación del sistema de 30 barras del IEEE.

Generador	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo [\$]	Qmax [Mvar]	Qmin [Mvar]
1	80	0	2	150	-20
2	80	0	1,75	60	-20
5	50	0	1	62,5	-15
8	55	0	3,25	48,7	-15
11	30	0	3	40	-10
13	40	0	3	44,7	-15

Tabla 9. Datos de la demanda del sistema de 30 barras del IEEE.

Nodo	Pd [MW]	Qd [Mvar]	Nodo	Pd [MW]	Qd [Mvar]	Nodo	Pd [MW]	Qd [Mvar]
1	0	0	11	0	0	21	17,5	11,2
2	21,7	12,7	12	11,2	7,5	22	0	0
3	2,4	1,2	13	0	0	23	3,2	1,6
4	7,6	1,6	14	6,2	1,6	24	8,7	6,7
5	0	0	15	8,2	2,5	25	0	0
6	0	0	16	3,5	1,8	26	3,5	2,3
7	22,8	10,9	17	9	5,8	27	0	0
8	30	30	18	3,2	0,9	28	0	0
9	0	0	19	9,5	3,4	29	2,4	0,9
10	5,8	2	20	2,2	0,7	30	10,6	1,9

Tabla 10. Datos de las líneas de transmisión del sistema de 30 barras del IEEE.

Línea	r	x	g _{ij}	b _{ij}	sil	Línea	r	x	g _{ij}	b _{ij}	sil
1 – 2	0,0192	0,0575	0	0,0528	100	15 – 18	0,1073	0,2185	0	0	100
1 – 3	0,0452	0,1652	0	0,0408	100	18 – 19	0,0639	0,1292	0	0	100
2 – 4	0,057	0,1737	0	0,0368	100	19 – 20	0,034	0,068	0	0	100
3 – 4	0,0132	0,0379	0	0,0084	100	10 – 20	0,0936	0,209	0	0	100
2 – 5	0,0472	0,1983	0	0,0418	100	10 – 17	0,0324	0,0845	0	0	100
2 – 6	0,0581	0,1763	0	0,0374	100	10 – 21	0,0348	0,0749	0	0	100
4 – 6	0,0119	0,0414	0	0,009	100	10 – 22	0,0727	0,1499	0	0	100
5 – 7	0,046	0,116	0	0,0204	100	21 – 22	0,0116	0,0236	0	0	100
6 – 7	0,0267	0,082	0	0,017	100	15 – 23	0,1	0,202	0	0	100
6 – 8	0,012	0,042	0	0,009	100	22 – 24	0,115	0,179	0	0	100
6 – 9	0	0,208	0	0	100	23 – 24	0,132	0,27	0	0	100
6 – 10	0	0,556	0	0	100	24 – 25	0,1885	0,3292	0	0	100
9 – 11	0	0,208	0	0	100	25 – 26	0,2544	0,38	0	0	100
9 – 10	0	0,11	0	0	100	25 – 27	0,1093	0,2087	0	0	100
4 – 12	0	0,256	0	0	100	28 – 27	0	0,396	0	0	100
12 – 13	0	0,14	0	0	100	27 – 29	0,2198	0,4153	0	0	100
12 – 14	0,1231	0,2559	0	0	100	27 – 30	0,3202	0,6027	0	0	100
12 – 15	0,0662	0,1304	0	0	100	29 – 30	0,2399	0,4533	0	0	100
12 – 16	0,0945	0,1987	0	0	100	8 – 28	0,0636	0,2	0	0,0428	100
14 – 15	0,221	0,1997	0	0	100	6 – 28	0,0169	0,0599	0	0,013	100
16 – 17	0,0524	0,1923	0	0	100						