

**METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS N-M**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE
CONTINGENCIAS N-M**

**AUTOR:
PABLO SANTIAGO PAREJA TAIPE**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito D.M., Julio 2021

Pablo Santiago Pareja Taipe

METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS N-M.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Pablo Santiago Pareja Taipe (Y'1991-M'03). Realizó sus estudios secundarios en el colegio técnico “Dr. Manuel Benjamín Carrión Mora”, se graduó de Bachiller en Técnico Industrial. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. ppareja@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981-M'12). Se graduó como Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en el año 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group). dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación denominado *METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS N-M* realizado por Pablo Santiago Pareja Taipe, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, julio 2021



Diego Francisco Carrión Galarza

Cédula de identidad: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Pablo Santiago Pareja Taipe, con documento de identificación N° 1725692261, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS N-M*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Quito, D.M., julio de 2021



.....
Pablo Santiago Pareja Taipe

Cédula: 1725692261

ÍNDICE GENERAL

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Introducción..... | 2 |
| 2. | Estabilidad del sistema eléctrico de potencia | 6 |
| 2.1 | Contingencias | 9 |
| 3. | Conmutación óptima de líneas de transmisión | 10 |
| 4. | Metodología y formulación del problema | 12 |
| 5. | Análisis y discusión de resultados | 14 |
| 6. | Conclusiones..... | 33 |
| 7. | Trabajos futuros y recomendaciones | 34 |
| 8. | Referencias | 34 |
| 8.1 | Matriz de estado de arte..... | 39 |
| 8.2 | Resumen de Indicadores..... | 43 |
| 9. | Anexos..... | 45 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Arquitectura propuesta..... | 5 |
| Figura 2. Clasificación del sistema eléctrico de potencia..... | 7 |
| Figura 3. Esquema de máxima transmisión de potencia. | 8 |
| Figura 4. Curvas PV para diferente factor de potencia de carga [11]. | 8 |
| Figura 5. Curva PV para diferentes valores de corriente de cortocircuito [11]..... | 8 |
| Figura 6. Diagrama de bloques para flujo de potencia continuo. | 14 |
| Figura 7. Número de líneas conmutadas con $NWS = 10$ considerando contingencias en caso base IEEE 14 barras. | 20 |
| Figura 8. Ángulos nodales IEEE 9 barras | 21 |
| Figura 9. Cargabilidad de líneas de transmisión IEEE 9 barras | 22 |
| Figura 10. Ángulos nodales IEEE 14 barras. | 22 |
| Figura 11. Cargabilidad de líneas de transmisión IEEE 14 barras | 24 |
| Figura 12 Curva de magnitud de voltaje sin contingencia en barra 5 con caso base IEEE 9 barras. | 23 |
| Figura 13. Curva de magnitud de voltaje en barra 5 con contingencia N - 1 con caso base IEEE 9 barras..... | 24 |
| Figura 14. Curva PV con incremento de carga en barra 5 con caso base IEEE 9 barras. | 25 |
| Figura 15. Curva de magnitud de voltaje sin contingencia en barra 7 con caso base IEEE 14 barras. | 25 |
| Figura 16. Curva de magnitud de voltaje con contingencia N - 1 en la barra 7 con caso base IEEE 14 barras..... | 25 |
| Figura 17. Curva de magnitud de voltaje con contingencia N - 2 en barra 7 con caso base IEEE 14 barras..... | 26 |
| Figura 18. Curva PV con incremento de carga en barra 7 con caso base IEEE 14 barras. | 26 |
| Figura 19. Posición relativa de rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08333$ seg sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 27 |
| Figura 20. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.14$ seg sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 28 |
| Figura 21. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 28 |
| Figura 22. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08333$ seg con OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 29 |
| Figura 23. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.14$ seg con OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 29 |
| Figura 24. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 29 |
| Figura 25. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08333$ seg con OTS y con contingencias N - 1 en caso base IEEE 9 barras. | 30 |
| Figura 26. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.14$ seg con OTS y con contingencias N - 1 en caso base IEEE 9 barras. | 30 |
| Figura 27. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y con contingencias N - 1 en caso base IEEE 9 barras. | 30 |
| Figura 28. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg en caso base IEEE 14 barras. | 31 |

| | |
|---|----|
| Figura 29. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg en caso base IEEE 14 barras. | 31 |
| Figura 30. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg con OTS en caso base IEEE 14 barras. | 31 |
| Figura 31. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS en caso base IEEE 14 barras. | 32 |
| Figura 32. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg con OTS y salida de línea 12 - 13 en caso base IEEE 14 barras. | 32 |
| Figura 33. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y salida de línea 12 - 13 en caso base IEEE 14 barras. | 32 |
| Figura 34. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg con OTS y salida de líneas 12 – 13 y 9 – 14 en caso base IEEE 14 barras. | 33 |
| Figura 35. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y salida de líneas 12 – 13 y 9 – 14 en caso base IEEE 14 barras. | 33 |
| Figura 36. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. | 43 |
| Figura 37. Indicador de formulación del problema - Estado del arte. | 43 |
| Figura 38. Indicador de solución - Estado del arte. | 44 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Estudios relacionados | 3 |
| Tabla 2. Nomenclatura usada | 11 |
| Tabla 3. DC-OPF en condiciones iniciales IEEE 9 barras. | 14 |
| Tabla 4. DC-OPF en condiciones iniciales IEEE 14 barras. | 14 |
| Tabla 5. Contingencias N - 1 en casos de estudio. | 15 |
| Tabla 6. Solución de red IEEE de 9 barras para N – 1. | 15 |
| Tabla 7. Solución de red IEEE de 14 barras para N – 1. | 16 |
| Tabla 8. Contingencias N - 2 en casos de estudio. | 17 |
| Tabla 9. Contingencia N - 2 en caso base IEEE 9 barras. | 17 |
| Tabla 10. Contingencia N -2 para caso base IEEE 14 barras. | 18 |
| Tabla 11. Contingencia N - M para casos base IEEE 9 y 14 barras con DC-OPF. | 19 |
| Tabla 12. Condiciones iniciales sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras. | 26 |
| Tabla 13. Constante de inercia y reactancias transitorias de eje directo de los generadores. | 27 |
| Tabla 14. Matrices de admitancias Y reducidas en sistema caso base IEEE 9 barras sin OTS y sin contingencias. | 27 |
| Tabla 15. Casos de estudio aplicado en caso base IEEE 14 barras | 30 |
| Tabla 16. Datos de red eléctrica IEEE 9 barras. | 45 |
| Tabla 17. Datos de red eléctrica IEEE 14 barras. | 45 |
| Tabla 18. Matriz del estado del arte. | 39 |

METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS N-M.

Resumen

Los sistemas de energía están cada vez más estresados debido al mayor consumo de potencia y al cierre operativo a su margen de estabilidad transitoria y de voltaje. En consecuencia, estos fenómenos han llevado a un mayor riesgo de inestabilidad al sistema eléctrico (SE) y a operar en sus límites de estabilidad transitoria y de voltaje. Para preservar la seguridad del SE, es necesario aumentar los márgenes de estabilidad y evaluar los límites máximos de transferencia de potencia eléctrica. El estudio de conmutación de líneas (CL) de transmisión tiene como objetivo abordar temas de estabilidad de voltaje antes, durante y después de la conmutación, congestión de líneas de transmisión, optimización de costos operativos, análisis de CL de transmisión durante múltiples contingencias, reestructuración dinámica de la topología de la red eléctrica de transmisión y como impacta en la estabilidad transitoria del SE. Por lo tanto, el problema de optimización que se pretende resolver es lineal entero mixto (MILP). Además, se usa flujos potencia continuo (FPC) para evaluar la máxima capacidad de transferencia en sistemas congestionados debido a la CL de transmisión. Se estudia múltiples contingencias N - M con la finalidad de predecir acciones necesarias para mantener la estabilidad en el SEP.

Palabras Clave: confiabilidad, conmutación de circuitos, estabilidad voltaje, OPF, transmisión de potencia eléctrica.

Abstract

Power systems are increasingly stressed due to increased electrical power consumption due to deregulation of the electrical power industry and operating shutdown to its voltage and transient stability margin. Consequently, these phenomena have led to a greater risk of instability to the electrical system (ES) and to operate within its limits of transient and voltage stability. To preserve the safety of the SE, it is necessary to increase the stability margins and evaluate the maximum limits of electrical power transfer. The transmission line switching (LS) study aims to address issues of voltage stability before, during and after switching, transmission line congestion, optimization of operating costs, analysis of switching of transmission lines during multiple contingencies, dynamic restructuring of the topology of the electrical transmission network and how it impacts on the transient stability of the SE. Therefore, the optimization problem to be solved is linear mixed integer (MILP). In addition, continuous power flows (CPF) are used to evaluate the maximum transfer capacity in congested systems due to the switching of transmission lines. Multiple N - M contingencies are studied in order to predict actions necessary to maintain stability in the SEP.

Keywords: OPF, power transmission, reliability, voltage stability, switching circuits.

1. Introducción

Es de importancia considerar que las diferentes redes eléctricas en sistemas de transmisión y distribución con el incremento poblacional y el desarrollo industrial en las grandes economías de los países ha provocado el incremento de demanda eléctrica. Este incremento modifica, sin lugar a duda, los flujos de potencia y cambian los estados operativos iniciales del sistema eléctrico. En consecuencia, en muchas ocasiones es de suma importancia incrementar generación eléctrica para satisfacer nueva demanda. Por lo tanto, la red eléctrica juega un papel importante de apoyo en el equilibrio entre generación y carga. Lo generado debe transportarse mediante sistemas eléctricos de transmisión (SET). Estos sistemas cuentan con una topología específica que se determina en los estudios previos a la construcción de los diferentes SET. Esta topología de red eléctrica, para el transporte de energía desde las unidades de generación hacia los consumidores finales, se encuentran limitados por capacidad de transporte y por márgenes de equilibrio entre fuerzas opuestas que garantizan el óptimo transporte de energía eléctrica [1], [2]. Debido al desequilibrio espacial y temporal de generación y carga la red eléctrica se encuentra en desarrollo desequilibrado y enfrentará desafíos para mantener el equilibrio entre generación y carga. Además, se debe tener presente las capacidades de las líneas de transmisión que están diseñadas en función de la demanda y su localización en relación con las unidades de generación. En consecuencia, estas consideraciones suponen topologías de etapa de transmisión para transportar la potencia eléctrica desde la generación hacia los puntos de consumo garantizando continuidad de servicio al mínimo costo.

El presente trabajo propone la creación de un modelo que permita transmitir la máxima potencia eléctrica hacia las cargas garantizando continuidad de servicio dado múltiples contingencias $N - M$ mediante el uso de técnicas de conmutación de líneas de transmisión y análisis de estabilidad. Se denomina contingencia al suceso cuando se desconectan elementos del SEP por eventos no programados o imprevistos. Se ha demostrado que conmutación de líneas de transmisión (CLT) mejora el funcionamiento del sistema eléctrico aumentando el nivel de estabilidad de la red eléctrica [3]. En consecuencia, se hará énfasis en el estudio de CLT y análisis de estabilidad transitoria y de voltaje durante múltiples contingencias generadas de forma aleatoria. La energía cinética almacenada en las masas de rotación de una máquina síncrona se puede usar para evaluar estabilidad transitoria en un sistema de potencia durante un periodo de tiempo. La metodología propuesta incluye el estudio de flujos óptimos de potencia en corriente directa (FOP-CD) para garantizar el despacho de energía al mínimo costo y, además, para poder identificar líneas congestionadas de transmisión y así poder ejecutar acciones técnicas de operación en líneas de transmisión que permitan la continuidad del servicio eléctrico mediante el redireccionamiento del flujo de potencia [4]–[6]. FOP garantizan dos criterios fundamentales de igualdad y desigualdad. Es decir, el criterio de igualdad involucra a la generación y carga donde lo generado es igual a la demanda más las pérdidas del sistema, logrando con ello, minimizar costos y, por otro lado, el criterio de desigualdad involucra a la dirección del flujo de potencia y los voltajes del bus para que estén dentro de los límites establecidos observando restricciones operativas del sistema eléctrico [7]–[9].

Tabla 1. Estudios relacionados

| Autor, Año | Estabilidad Transitoria Voltaje | Estudio Estadístico Multi-Objetivo | Topología (OTS) | Contingencia $N - M$ Predicción | Optimización restringida $FP - AC$ | Planificación red eléctrica | Otras características |
|---------------------------|---------------------------------|------------------------------------|-----------------|---------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|---|
| Han et al., 2021 [10] | X | - | X | - | - | - | Minimiza el costo de despacho Topología óptima |
| An et al., 2020 [11] | - | X | - | - | X | X | Red neuronal convolucionada Evaluación del margen de estabilidad transitorio |
| Lu et al., 2020 [12] | - | X | X | - | - | - | Programación dinámica MIP |
| Lan et al., 2019 [13] | - | - | X | X | X | - | AC-DC OTS Modelo estocástico y determinista |
| Sabo et al., 2019 [14] | X | - | - | - | X | X | Evaluación dinámica de seguridad Índice de estabilidad transitoria |
| An et al., 2019 [15] | X | X | - | X | - | X | Uso información estado estable Red neuronal compuesta |
| Pal et al., 2018 [16] | X | X | X | - | X | X | PSO Multiobjetivo MINLP Pareto |
| Salkuti et al., 2018 [17] | X | X | X | - | X | X | Gestión de congestión Múltiples objetivos Confiabilidad Programación evolutiva - estocástica Pareto MINLP Benders Monte Carlo |
| Flores et al., 2017 [18] | - | - | X | X | X | - | Limita el número de líneas que debe conmutar |
| Sun et al., 2017 [19] | - | - | X | - | X | X | Dual enteros-mixtos Descomposición de Benders |
| Mak et al., 2017 [20] | X | - | X | - | X | X | Minimiza aceleraciones de ángulo |
| Trabajo Propuesto | X | X | X | X | - | X | Optimizar despacho de generación y topología de red MILP DC-OPF – OTS y análisis transitorio |

En consecuencia, el objetivo del flujo óptimo de potencia tiene como objetivo optimizar un determinado objetivo sujeto a las restricciones de igualdad y desigualdad formadas por las ecuaciones de flujo de potencia de la red eléctrica y los límites operativos [21]–[23]. Además, se estudia la óptima CLT con la finalidad de transportar la máxima potencia eléctrica desde la generación hacia las múltiples cargas al mínimo costo. El modelo será evaluado mediante dos casos de estudio: IEEE 9 y IEEE 14 barras. El modelo de optimización se desarrollará mediante GAMS y sus resultados serán óptimos locales observando límites máximos de convergencia. Por otro lado, el estudio de estabilidad de voltaje, a causa de oscilaciones de magnitud creciente generados por el redireccionamiento del flujo de potencia o cambio de topología para descongestionar las líneas de transmisión, se desarrollará usando herramientas de simulación bajo el entorno Matlab, donde, además se validará el modelo propuesto. El objetivo principal es transmitir la potencia eléctrica de manera económica sin violar las restricciones de seguridad del sistema; si el sistema de transmisión no puede transportar la potencia eléctrica dado que no se cumpla alguno de los requisitos de restricciones de seguridad se dice que la línea de transmisión está congestionada [24]–[26]. El diseño de restricciones de estabilidad utiliza sensibilidades de trayectorias. Para lograr determinar las diferentes trayectorias sensibles se debe buscar casos base que sean estables y ejecutar algoritmos de flujos óptimos de potencia. Cuando las líneas de transmisión se congestionan el costo operativo del sistema aumenta, por lo que, se advierte la importancia de gestionar y optimizar la transportación de energía eléctrica desde los nodos de generación hacia los nodos de consumo. Finalmente,

las principales contribuciones del presente artículo son: i) implementación de ecuaciones de estabilidad al modelo de FOP-DC, ii) análisis antes, durante y después de contingencias múltiples en sistemas eléctricos base y iii) cambio estructural del flujo de potencia mediante CLT. Es importante mencionar que no se contempla islas. Con la Figura 1 exponemos la arquitectura propuesta en el presente artículo. Además, con la Tabla 1 se presenta estudios de actualidad relacionados al tema, donde, se puede apreciar que aproximadamente el 66% de los artículos precisó sus estudios en estabilidad transitoria y de voltaje, OTS, optimización de flujos de potencia en corriente alterna y planificación de la red eléctrica. Por otro lado, apenas el 34% de los artículos abordan estudios con modelos estocásticos de carácter multiobjetivo y contingencias múltiples N - M. Por lo tanto, además de las contribuciones citadas en párrafos anteriores el presente artículo enfatiza su trabajo en modelo multiobjetivo con escenarios de contingencias múltiples.

En el esfuerzo constante de mejorar la confiabilidad del SEP se aborda el estudio de conmutación óptima de líneas de transmisión con sus siglas en inglés OTS (*optimal transmission switching*). Esto es posible a que en OTS se considera restricciones de carga en los buses y es posible determinar índices de confiabilidad como LOLP, EDNS y EENS [27], [28]. En consecuencia, OTS se propuso como un método de reducción de costos al eliminar temporalmente del servicio algunas ramas de transmisión cuando hay congestión [29], [30]. Se dice que existe congestión cuando una línea no transporta energía dentro de los límites permitidos.

Es importante considerar el papel que juegan las unidades de generación en SEP

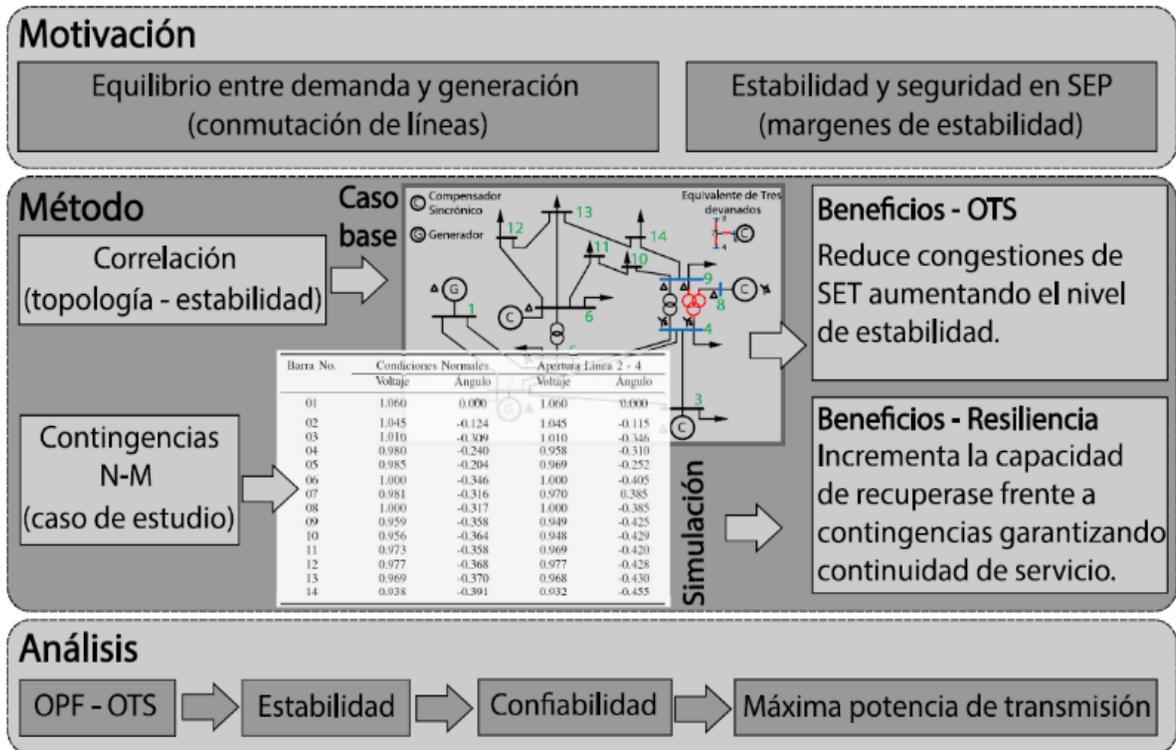


Figura 1. Arquitectura propuesta

que, unidos al sistema de transmisión operan como una red eléctrica superior, misma que, debe ser lo suficientemente robusta para garantizar la seguridad operativa y la confiabilidad de las redes a un nivel de voltaje más bajo, incluido el suministro eléctrico confiable a los clientes conectados. La fuerza del sistema de energía está determinada por el valor de la energía de cortocircuito proporcionada por los generadores conectados al sistema de transmisión [31]–[34]. Además, los generadores del sistema de transmisión aseguran, entre otras cosas, el control de tensión y son un elemento esencial en la provisión de estabilidad de tensión [35]. En consecuencia, la estabilidad de voltaje debe ser estudiada debido a colapsos de voltaje que pueden ocurrir en SEP.

El problema de estabilidad de voltaje está relacionado con la capacidad de

mantener el voltaje requerido durante el funcionamiento normal del sistema de energía, así como después de la falla [36]. Una herramienta básica para el análisis de estabilidad de voltaje son las curvas PV mismas que son directamente afectadas en función del factor de potencia (fp) de la carga y la potencia de cortocircuito, misma que, dependerá del lugar donde estén ubicados los generadores [37], [38]. Para un análisis de estabilidad de voltaje se recomienda considerar valores mínimos de potencia de cortocircuito en los nodos del sistema relevantes porque las corrientes de cortocircuitos máximas están destinadas a la configuración completa de la red y el despliegue del número máximo de generadores. Para determinar el voltaje crítico en una determinada barra se debe ejecutar flujos de carga con degradación gradual del sistema eléctrico. La degradación de las condiciones de estado estacionario puede

ejecutarse con varios escenarios tales como: incremento uniforme en todas las cargas, aumentar carga solo en nodos seleccionados del SEP e incrementar la congestión por el sistema de transmisión.

En consecuencia, dada la capacidad de generar una gran cantidad arbitraria de redes con diferentes topologías, una pregunta importante surge y es qué topología específica es estructuralmente más estable y robusta que otras. Dar respuesta a esta interrogante permitirá, sin lugar a duda, planificar la expansión de la red y emular determinadas topologías [39]–[42]. En consecuencia, en el presente artículo se propone un estudio de la correlación entre topología y estabilidad en SET mediante consideraciones de carga, generación y contingencias. Considerar evaluar el equilibrio entre generación y carga nos permitirá planificar y orientar la operación de la red eléctrica. Por lo tanto, proponemos una metodología que permita al sistema eléctrico transmitir la máxima potencia hacia las cargas garantizando continuidad de servicio dado múltiples contingencias mediante el uso de técnicas de CLT y análisis de estabilidad. Finalmente, el artículo se encuentra organizado como sigue. En la sección II exponemos de manera breve los principales criterios y clasificación de estabilidad transitoria y de voltaje en sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias. Con la sección III analizamos la óptima conmutación de líneas de transmisión. En la sección IV tratamos la metodología y presentamos de manera formal el problema propuesto. En la sección V presentamos los resultados. Finalmente, con la sección VI exponemos las conclusiones relevantes del presente artículo advirtiendo los resultados

significativos en la presente investigación.

2. Estabilidad del sistema eléctrico de potencia

El funcionamiento seguro de un sistema eléctrico se encuentra estrechamente relacionado con principio de estabilidad. El constante crecimiento y la necesidad innegable de aumentar el número de interconexiones en el sistema eléctrico provoca la necesidad de estudiar las diferentes formas de inestabilidad del sistema eléctrico como estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y oscilaciones entre áreas [43]. La estabilidad del sistema eléctrico consiste en que la red eléctrica sea capaz de recuperar el equilibrio operativo después de haber sido sometido a una perturbación de modo que las variables del sistema estén limitadas manteniendo al sistema eléctrico intacto. Un sistema eléctrico está condicionado por su funcionamiento inicial y cuando se somete a una perturbación la estabilidad del sistema dependerá de las condiciones propias iniciales del sistema, así como de la naturaleza de la perturbación. Esto nos hace pensar que el sistema eléctrico es altamente no lineal y que se ve condicionado por cambios físicos y operativos, es decir, el sistema puede experimentar cambios en las cargas y salida de operación de unidades de generación. Por lo tanto, la estabilidad del sistema es la operación de la red eléctrica alrededor de la condición inicial de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.

Los sistemas de energía pueden experimentar múltiples perturbaciones físicas de diferente naturaleza, lo que, hace suponer que el sistema puede ser estable para un número finito de perturbaciones, pero no para el total del



Figura 2. Clasificación del sistema eléctrico de potencia

conjunto de perturbaciones posibles. Dicho de otra manera, el sistema eléctrico puede ser estable para una perturbación determinada e inestable para otra. Por lo tanto, resulta no práctico y de elevados costos diseñar sistemas de energía que sean capaces de mantener estabilidad para cada posible perturbación.

Por tanto, un conjunto de equilibrio estable tiene una región de atracción finita; cuanto más grande es la región, más robusto es el sistema eléctrico con respecto a grandes perturbaciones. La región de atracción cambia con la condición operativa del sistema de energía. En consecuencia, si el sistema eléctrico después de una perturbación es estable, alcanzará un nuevo estado de equilibrio con la integridad del sistema preservado, es decir, con prácticamente

todos los generadores y cargas conectados a través de un único sistema eléctrico de transmisión antiguo. Por otro lado, si el sistema es inestable, resultará en una situación de fuga o deterioro; por ejemplo, un aumento progresivo de la separación angular de los rotores del generador o una disminución progresiva de los voltajes de las barras. Una condición inestable del sistema podría provocar cortes en cascada y el cierre de una parte importante del sistema de energía.

La Figura 2 muestra un diagrama de explicación de varias clases de fenómenos de estabilidad del sistema eléctrico identificando sus categorías y subcategorías como se propone en [44]. Es importante tener presente que la clasificación nos permite entender las

diferentes variables de estabilidad del sistema eléctrico de potencia, sin embargo, todas se encuentran relacionadas y se las debe considerar conjuntamente.

Una herramienta útil para evaluar la estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos incluye curvas PV. Para poder evaluar la capacidad de transmisión de líneas se basa en un esquema simple como se muestra en la Figura 3.

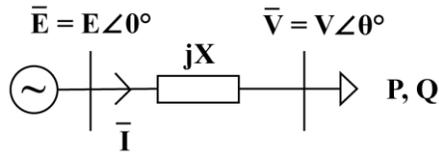


Figura 3. Esquema de máxima transmisión de potencia.

En consecuencia, las potencias activas y reactivas transmitidas por la línea de transmisión vienen dadas como sigue.

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (1)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2)$$

Al eliminar el ángulo de (1) y (2) obtenemos una ecuación cuadrática con la variable V^2 . Seguido podremos obtener las curvas PV.

$$V^4 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (3)$$

Una variable que afecta directamente a la forma de la curva PV incluye el factor de potencia de la carga. La Figura 4 muestra la curva PV para diferentes valores de fp tanto para cargas inductivas, capacitivas y resistivas. Otro detalle que se puede apreciar en la curva PV de la Figura 4 es que el fp capacitivo tiene un impacto favorable en la curva PV en el movimiento del punto crítico. Sin embargo, el voltaje crítico es más alto que para una carga inductiva, lo que puede verse como negativo dado que el colapso de voltaje puede ocurrir para voltajes que

se encuentran dentro del rango de límites permitidos. Dicho de otra manera, es de suma importancia verificar las diferentes zonas de estabilidad en sus límites máximos y mínimos.

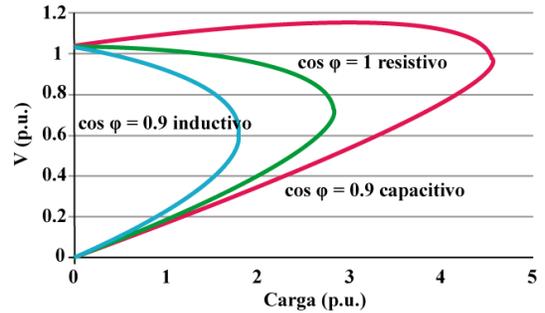


Figura 4. Curvas PV para diferentes factores de potencia de carga [33].

La impedancia de cortocircuito es otra variable que afecta a la forma de la curva PV y principalmente la posición del punto crítico. Esta impedancia depende de la ubicación del generador dentro del sistema eléctrico y de su topología. El efecto del valor de la potencia de cortocircuito en la curva PV se muestra en la Figura 5. Los valores críticos representan información importante para una medida con respecto a la estabilidad de voltaje. Además, las curvas PV permiten evaluar la capacidad del sistema desde un punto de vista local y al mismo tiempo es posible analizar la tensión en los buses y su influencia en el área cercana.

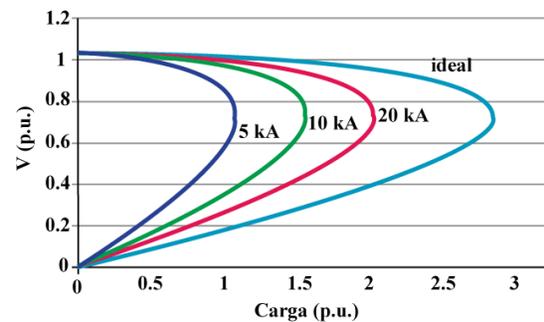


Figura 5. Curva PV para diferentes valores de corriente de cortocircuito [33].

Para el análisis de estabilidad transitoria considera un sistema multi máquinas. Es importante considerar que las simulaciones para análisis transitorio se las hace considerando condiciones específicas de operación y una determinada perturbación. Las variables de estado en las máquinas sincrónicas son: ángulo del rotor, velocidad y tensión en terminales que son calculados por métodos de integración paso a paso. A continuación, se presenta la formulación matemática que describe el modelo de análisis transitorio multi máquina.

$$\frac{d\theta_i(t)}{dt} = \omega_i(t) - \omega_o \quad (4)$$

$$\frac{d\omega_i(t)}{dt} = \frac{1}{M_i} [P_{mi}(t) - P_{ei}(t)] \quad (5)$$

Donde: M_i es el momento de inercia para cada máquina eléctrica; P_m es el ingreso de potencia mecánica; P_e es la salida de potencia mecánica y ω es la velocidad del rotor del generador. Además, las ecuaciones 4 y 5 son discretizadas, en la cual, se usa la regla trapezoidal. En consecuencia, los ángulos y velocidades en el rotor de la máquina eléctrica para cada instante de tiempo tk se definen con las siguientes ecuaciones 6 a 9. θ es el ángulo interno de generadores.

$$\Delta t = t_k - t_{k-1} \quad (6)$$

$$\Delta\omega_i(t_k) = \frac{\Delta t}{M_i} [P_{mi}(t_k) - P_{ei}(t_k)] \quad (7)$$

$$\omega_i(t_k) = \omega_i(t_{k-1}) + \Delta\omega_i(t_k) \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \theta_i(t_k) &= \delta_i(t_{k-1}) \\ &+ \frac{1}{2} [\omega_i(t_{k-1}) \\ &+ \omega_i(t_k)] \Delta t \end{aligned} \quad (9)$$

2.1 Contingencias

Una contingencia ocurre cuando un elemento del sistema sale de operación por una falla. Estas fallas afectan a la operación normal del sistema eléctrico de potencia provocando la salida de cargas. Este tipo de contingencias provocan un desbalance entre la etapa de generación y demanda afectando de manera directa al sistema logrando evidenciar congestión y estrés en las líneas de transmisión. Es por ello por lo que, es fundamental abordar temas de colapso de voltaje y estabilidad de un sistema de energía después de ocurrida la contingencia. Las funciones objetivo del modelo deben incluir el índice de proximidad de colapso de voltaje (IPCV) y el margen de energía transitoria corregido (METC). Además, se usa IPCV como índice de estabilidad de voltaje (IEV). En [44] se afirma que se ha propuesto varios métodos para incluir análisis de estabilidad de voltaje y las restricciones de estabilidad transitoria en un OPF basándose en el análisis de la curva QV para investigar la inestabilidad del voltaje. El enfoque más común para evaluar la estabilidad transitoria es la simulación en el dominio del tiempo, que determina el comportamiento de los generadores cuando el sistema está sujeto a diversas contingencias. Sin embargo, este método demanda tiempos computacionales de maquina excesivos.

Un enfoque alternativo es el método directo que se basa en el uso de funciones energéticas. El método directo determina la estabilidad del sistema comparando la energía del sistema con un valor energético crítico [45]. El estado operacional en condiciones normales y en contingencia del sistema eléctrico de potencia se determina con el índice de contingencia (IC). Si la operación tanto de líneas y unidades de generación se encuentran dentro de los limites el valor de IC será bajo; caso contrario si los limites operativos de generación y en

líneas de transmisión excede los límites de estabilidad el IC será alto en función de la gravedad de la desconexión o salida de operación de elementos del sistema eléctrico. Con la ecuación 10 se presenta la formulación matemática del índice de contingencia.

$$IC = \sum_{i=1}^n \left(\frac{W_{pi}}{2^m} \right) * \left(\frac{P_i}{P_i^{max}} \right)^{2m} \quad (10)$$

Donde, n es el número de líneas del sistema eléctrico de potencia, W_{pi} es el factor de ponderación que determina la importancia de las líneas de transmisión, el factor m conocido como el factor de evaluación contribuye a reducir el error cuando se ordenan las contingencias y debe cumplirse que $m > 1$.

Un sistema es confiable a medida que es capaz de recuperarse de una contingencia manteniendo niveles mínimos de seguridad. Las contingencias pueden analizarse en cualquier etapa de un SEP (generación, transmisión y distribución). Enfocaremos nuestra atención para el estudio de contingencias en la etapa de transmisión. El objetivo fundamental que motiva estudiar el efecto que provoca las contingencias en los SEP es poder verificar si el sistema será capaz de mantener su operación en condiciones mínimas de operación. Un detalle adicional del estudio de contingencias es que no solo se conoce el estado del sistema, sino que, además permite identificar qué elementos pueden operar bajo condiciones anormales. Los parámetros fundamentales para el análisis de confiabilidad frente a contingencias en SEP es la tasa de falla (TTF) y la tasa de reparación (TTR). La confiabilidad no es más que verificar si el sistema eléctrico es capaz de soportar una falla y conocer el nivel de seguridad del SEP [42], [46]–[48]. El TTF se lo calcula mediante el número de interrupciones del servicio que

ha sufrido un elemento del sistema durante un periodo de tiempo. El valor inverso de TTF se lo conoce como tiempo promedio entre fallas (MTTF).

$$TTF = MTTF * \ln(U) \quad (11)$$

Donde U es la disponibilidad anual del equipo en la ecuación 11. TTR es conocido como el tiempo estimado en realizar la reparación del elemento en falla (ver ecuación 12). El valor inverso de TTR es conocido como tiempo promedio de reparación (MTTR).

$$TTR = MTTR * \ln(U) \quad (12)$$

La confiabilidad de un SEP se determina por el número de fallas que puede presentarse en un intervalo de tiempo y de la capacidad del SEP para estabilizar sus parámetros de operación (voltaje, frecuencia y balance de potencias). Por lo tanto, a medida que el sistema sea resiliente se dice que es confiable. Para que un sistema sea resiliente se debe considerar tres aspectos i) operación bajo condiciones anormales, ii) debe disponer de circuitos redundantes y iii) recuperación temprana del sistema.

3. Conmutación óptima de líneas de transmisión

La planeación de sistemas eléctricos de transmisión juega un papel fundamental en estabilidad y resiliencia del sistema bajo criterios mínimos de seguridad [27], [49], [50]. Es por ello por lo que se advierte la importancia de estudiar metodologías que nos permitan planificar de forma óptima la expansión del sistema de transmisión. Una herramienta fuerte en el análisis de estabilidad y planeación de sistemas eléctricos de transmisión es CLT. Esta herramienta permite modificar la

topología de la red eléctrica garantizando satisfacer la demanda optimizando el uso

de fuentes de energía eléctrica sin que afecte al balance de potencia [51]–[53].

Tabla 2. Nomenclatura usada

| Nomenclatura | | | |
|--------------|--|---------------|---|
| E | Voltaje interno generado | W_{pi} | factor de ponderación que determina la importancia de las líneas de transmisión |
| V | Voltaje en terminales | i, j | Índice de buses de la red |
| X | Reactancia | m | conocido como el factor de evaluación |
| P | Potencia activa | n | número de líneas del SEP |
| Q | Potencia reactiva | TTF | tasa de falla |
| PV | Curva potencia activa vs voltaje | $MTTF$ | tiempo promedio entre fallas |
| IC | Índice de contingencia | U | disponibilidad anual del equipo |
| TTR | el tiempo estimado en realizar la reparación | $MTTR$ | tiempo promedio de reparación |
| b_g | Coefficiente de costo de combustible de la unidad térmica g | Ω_G | Conjunto de unidades de generación |
| P_g | Potencia activa de generación | g | Índice de unidades generadoras térmicas |
| G | Índice de generación | P_{ij} | Potencia activa en un tramo de línea |
| B_{ij} | Susceptancia de la rama conectada del bus i al j | δ_{ij} | Ángulo de voltaje en bus i y j (rad) |
| ζ_{ij} | Estado de encendido o apagado de la rama que conecta el bus i al bus j | M | Valor máximo de potencia de las líneas |
| λ_i | Precio marginal de ubicación en bus i (\$/ MWh) | L_i | Demanda de energía eléctrica en el bus i en el momento t |
| LS_i | Deslaste de carga en el bus i (MW) | l | Índice de buses |
| N_{sw} | número de acciones de conmutación permitidas | x_{ij} | Reactancia de la rama que conecta el bus i al j |
| Ω_l | Conjunto de buses | $d\lambda$ | Parámetro de continuación |

Además, con CLT se puede analizar el nivel de seguridad del sistema en condiciones de perturbaciones y contingencias. En consecuencia, la óptima conmutación de líneas contribuye al análisis de caídas de tensión, sobrecarga en las líneas y balance de potencia entre demanda y generación. Además, con CLT se puede planear la expansión del sistema bajo consideraciones dinámicas, seguridad, confiabilidad, optimización y descongestión de líneas de transmisión en situaciones de fallas eléctricas con el objetivo de mantener al sistema operativo y seguro al mínimo costo. Finalmente, el propósito de CLT en el presente artículo es analizar antes, durante y después la confiabilidad del sistema al producirse la conmutación de la línea de transmisión frente a una contingencia N - 1, N - 2 y N -M. La confiabilidad tiene una relación directa con la seguridad del sistema eléctrico al enfrentar una falla. En consecuencia, es importante analizar la confiabilidad del sistema, de tal manera que, se pueda predecir 2 situaciones relevantes i) si el sistema es capaz de soportar contingencias múltiples N - M y

ii) cuales son los equipos eléctricos críticos en escenarios críticos de contingencias. El problema de la conmutación de la transmisión se formula como un modelo MIP como sigue [54]–[56].

$$FO = \sum_{g \in \Omega_G} b_g * P_g \quad (13)$$

Sujeto a

$$P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \zeta_{ij})M \quad (14)$$

$$P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \zeta_{ij})M \quad (15)$$

$$\sum_{g \in \Omega_G^l} P_g + LS_i - L_i = \sum_{j \in \Omega_l^i} P_{ij} : \lambda_i i \in \Omega_B \quad (16)$$

$$-P_{ij}^{max} \zeta_{ij} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \zeta_{ij} i j \in \Omega_l \quad (17)$$

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max} \quad (18)$$

$$\sum_{ij} (1 - \zeta_{ij}) \leq N_{sw} i j \in \Omega_l \quad (19)$$

$$B_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} \quad (20)$$

$$\zeta_{ij} \in \{0, 1\} \quad (21)$$

donde ζ_{ij} es el estado de encendido o apagado de la rama que conecta el bus i al bus j , y N_{sw} es el número de acciones de conmutación permitidas en la red eléctrica de transmisión. A continuación, se expone con la Tabla 2 la nomenclatura de las variables usadas en el presente artículo.

4. Metodología y formulación del problema

En base a modelos de optimización se evaluará los casos base IEEE de 9 y 14 barras respectivamente. Se estudiará la relación directa que existe entre estabilidad de voltaje y cargabilidad de las líneas y como estos métodos permiten evaluar a los sistemas eléctricos con la finalidad de trazar líneas de acción que permita al operador garantizar seguridad y calidad energética en sistemas eléctricos de potencia. Los modelos en corriente continua usados en la presente investigación incluyen: OPF, OTS y CPF.

Los algoritmos presentados a continuación permiten evaluar la cargabilidad de las líneas de transmisión, ángulos en cada una de las barras y, además, nos permitirá evaluar estabilidad de voltaje en los casos de interés en la presente investigación. Para evaluar la capacidad de resiliencia de los sistemas eléctricos a estudiar se incluye contingencias N – M sobre elementos del sistema eléctrico sin considerar la formación de islas.

Algoritmo 1: DC-OPF

Paso 1: Variables

$$x_{i,j}, c_i, P_{i,j}^{max}, \Omega_D, P_{Gi}^{max}, P_{Gi}^{min}$$

Paso 2: Modelo de optimización
F.O.:

$$Min: \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi}^t$$

s.a.:

$$\begin{aligned} P_{ij} &= B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \\ -P_{ij}^{max} &\leq P_{ij} \\ &\leq P_{ij}^{max} \zeta_{ij} \quad ij \in \Omega_l \\ P_g^{min} &\leq P_g \leq P_g^{max} \\ \sum_{i \in \Omega_G} P_{Gi} &= \sum_{Di} L_i \end{aligned}$$

Paso 3: Resultado

$$\delta, P_{i,j}$$

Con el Algoritmo 1 se presenta el modelo para despacho óptimo en corriente continua. El modelo descrito permitirá reducir los costos de operación considerando restricciones en los límites del flujo de potencia en las líneas de transmisión. Además, se considera límites de generación y balance de potencia donde, lo generado debe ser igual a lo consumido por la de manda.

Algoritmo 2: DC – OTS

Paso 1: Variables

$$x_{i,j}, c_i, P_{i,j}^{max}, \Omega_D, P_{Gi}^{min}, P_{Gi}^{max}, N_{sw}$$

Paso 2: Contingencia

$$0 \forall x_{i,j} \in L_{i,j}$$

Paso 3: Optimización

$$\begin{aligned} Min: & \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi} \\ P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) & \leq (1 - \zeta_{ij})M \\ P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) & \geq -(1 - \zeta_{ij})M \\ \sum_{g \in \Omega_G} P_g + LS_i - L_i & = \sum_{j \in \Omega_l} P_{ij} : \lambda_i \quad i \in \Omega_B \\ -P_{ij}^{max} \zeta_{ij} & \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \zeta_{ij} \quad ij \in \Omega_l \\ P_g^{min} & \leq P_g \leq P_g^{max} \\ \sum_{ij} (1 - \zeta_{ij}) & \leq N_{sw} \quad ij \in \Omega_l \end{aligned}$$

Paso 4: Resultado

$$\delta, P_{i,j}$$

El análisis de conmutación de líneas de transmisión en escenarios sin contingencias, contingencias N – 1 y contingencias N – 2 se emplea el

algoritmo 2. El algoritmo 2 describe la conmutación óptima de líneas de transmisión en corriente continua al considerar salidas forzosas de líneas de transmisión seleccionadas bajo criterio aleatorio. La salida de cada elemento del sistema eléctrico de potencia no es más que considerar magnitudes nulas en los elementos en los cuales se desea aplicar contingencias o que se desea que salgan de operación. Dicho de otra manera, únicamente se introducen los elementos en estado estable que no salen de operación y sobre las cuales existirá congestión para satisfacer la condición de balance de potencia.

Con la Figura 6 se presenta el diagrama de flujo para resolver flujos de potencia continuos que permitirá evaluar estabilidad de voltaje. El proceso de solución da inicio con el análisis de flujo de carga base seguido de un algoritmo de predicción. Además, cuenta con un modelo de corrección iterativo que tiene como criterio de parada la convergencia de la solución matemática. Finalmente, con las Tablas 16 y 17 (ver anexos) se presenta las características de los casos base de estudio que serán estudiados en la presente investigación.

Se evaluará la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo durante contingencias N – M. Las grandes perturbaciones causan variaciones angulares en las unidades de generación y grandes oscilaciones en los diferentes flujos de potencia. Por lo que, si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene sincronismo. Por la literatura se sabe que las unidades de generación pierden sincronismo transcurridos 2 o 3 segundos desde la perturbación. Dado que en los casos de estudio IEEE 9 y 14 barras se dispone de

más de 1 unidad de generación en el presente estudio se propone el análisis transitorio multi – máquinas en el sistema eléctrico cuya metodología se define con el algoritmo 3. Donde, m es el número de generadores, y_A, y_B, y_C son las admitancias antes, durante y después de la falla respectivamente.

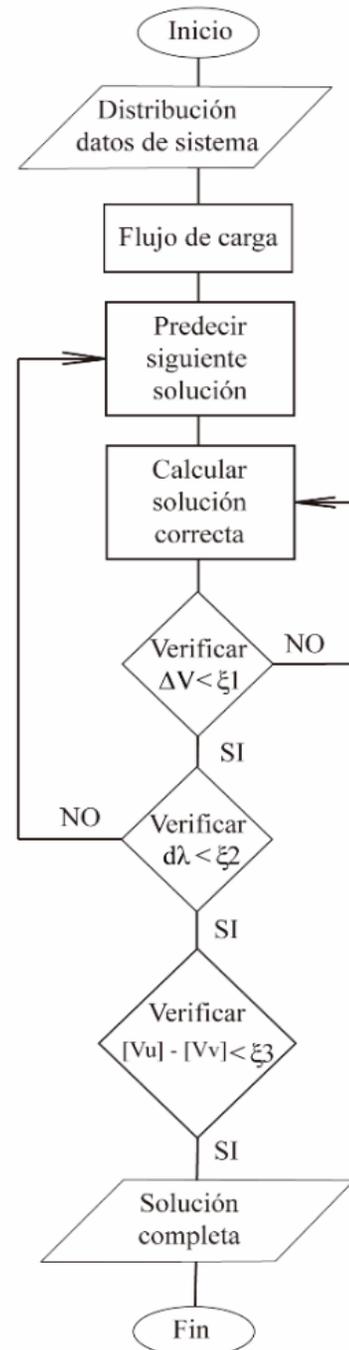


Figura 6. Diagrama de bloques para flujo de potencia continuo.

Algoritmo 3: Estabilidad transitoria multi-máquina (ETM)

- Paso 1:** Flujo de carga inicial
 V, δ
- Paso 2:** Admitancia equivalente
 Y_{A_barra}
- Paso 3:** Cálculo de admitancia reducida de falla
 $Y_{bus}^{red} = Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nm}$
- Paso 4:** Condiciones al liberar la falla
 $bus\ i = 0$ (falla)
- Paso 5:** Calculo admitancia reducida durante-falla
 Y_{B_barra}
- Paso 6:** Calculo admitancia reducida pos-falla
 Y_{C_barra}
- Paso 7:** Tiempo de despeje
 t_c
- Paso 8:** Tiempo de simulación
 t_f
- Paso 9:** Resultado
Diferencia angular de cada máquina con respecto a la barra slack
-

5. Análisis y discusión de resultados

Con las Tablas 3 y 4 se expone los resultados del flujo óptimo de potencia DC para los casos IEEE 9 y 14 barras respectivamente. Se sabe que el generador 2, en ambos casos, es la unidad de mayor costo, por tal razón, se despachan al 100% las unidades de generación 1 y 3 y se usa únicamente la potencia requerida para cubrir la demanda. El costo marginal (LMP) en IEEE 9 barras es de 5 y representa el costo adicional por cada MWh requerido en caso de requerir para cubrir la demanda. Si nos fijamos en LMP

de las Tablas 3 y 4 notamos que no existe variación y esto sucede porque las líneas no están congestionadas. Finalmente, estas soluciones son óptimas locales considerando las variables de inicialización de las Tablas 12 y 13.

Tabla 3. DC-OPF en condiciones iniciales IEEE 9 barras.

| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
|--------|----------|--------|------------|--------------|
| 1 | 67 | | | 5 |
| 2 | 163 | 0.186 | | 5 |
| 3 | 85 | 0.089 | | 5 |
| 4 | | -0.039 | | 5 |
| 5 | | -0.086 | 125 | 5 |
| 6 | | 0.039 | | 5 |
| 7 | | 0.028 | 90 | 5 |
| 8 | | 0.084 | | 5 |
| 9 | | -0.052 | 100 | 5 |
| Total | 315 | | 315 | |
| F. Obj | 615.60 | | | |

Los valores angulares en cada barra están dados en radianes y sus magnitudes pueden ser apreciadas en la tercera columna de las Tablas 3 y 4. Un detalle adicional es que el costo de congestión en este caso toma un valor de cero, dado que, las líneas se encuentran dentro de los límites de operación.

Tabla 4. DC-OPF en condiciones iniciales IEEE 14 barras.

| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
|--------|----------|--------|------------|--------------|
| 1 | 232.4 | | | 5 |
| 2 | 15.4 | -0.095 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.23 | 94.2 | 5 |
| 4 | | -0.185 | 47.8 | 5 |
| 5 | | -0.159 | 7.6 | 5 |
| 6 | 11.2 | -0.255 | 11.2 | 5 |
| 7 | | -0.247 | | 5 |
| 8 | | -0.232 | | 5 |
| 9 | | -0.289 | 29.5 | 5 |
| 10 | | -0.290 | 9 | 5 |
| 11 | | -0.276 | 3.5 | 5 |
| 12 | | -0.276 | 6.1 | 5 |
| 13 | | -0.280 | 13.5 | 5 |
| 14 | | -0.307 | 14.9 | 5 |
| Total | 259 | | 259 | 5 |
| F. Obj | 367.080 | | | |

A continuación, consideraremos diferentes contingencias de manera randómica. Con la Tabla 5 se ilustra

diferentes contingencias N – 1 en el caso base IEEE 9 y 14 barras.

Tabla 5. Contingencias N - 1 en casos de estudio.

| Contingencia N - 1 | |
|------------------------|------------------------|
| IEEE 9 barras | IEEE 14 barras |
| Línea 9 – 4 | Línea 11 - 10 |
| Línea 8 – 9 | Línea 2 - 4 |
| Gen 1 | Gen 3 |
| Límite de flujo 35% | Límite de flujo 20% |

Entre las contingencias consideradas de manera aleatoria se encuentran la desconexión de líneas, salida de operación de generadores y reducción de capacidad de transmisión en las líneas de transmisión en un 20% y 35%.

Con la Tabla 6 se expone los resultados del flujo óptimo de potencia dada contingencias N – 1. Las contingencias relevantes que se aplican son aleatorias. En la contingencia 1 de la Tabla 6 se precia los resultados DC-OPF cuando sale de operación la línea 9-4. En este contexto, se puede apreciar que los costos marginales son iguales a los del caso base expuesto en la Tabla 3, sin embargo, podemos notar una variación angular y esto se explica porque al salir una línea de transmisión de operación la necesidad de redireccionar el flujo se torna fundamental dando como resultado una variación angular. El costo por congestión es cero y la función objetivo es de 615.6. Si los comparamos con los valores del caso base notaremos que son iguales, por lo que, podemos inferir que en el sistema IEEE 9 barras no tiene ninguna afectación la salida de operación de la línea 9 – 4, sin embargo, el flujo se redirecciona para satisfacer la demanda. Con la contingencia 2 de la Tabla 6 sale de operación la línea 8 – 9 y podemos notar que la demanda no puede ser cubierta, puesto que, necesita 315 MW y apenas, en estas condiciones, se puede cubrir el 98.93% de la demanda total. Por lo tanto, en la contingencia 2 el modelo

arroja una solución no factible donde los costos marginales en ciertas variables básicas son cero. A pesar de no existir una solución factible el modelo arroja que el costo por congestión es 0.094 y la función objetivo tiene una magnitud de 630.75, lo que, demuestra que con la salida de esta línea existe congestión en el sistema sin solución factible dado que no pudo ser cubierta la demanda.

Tabla 6. Solución de red IEEE de 9 barras para N – 1.

| Contingencia 1 | | | | |
|----------------|----------|--------|------------|--------------|
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 67 | | | 5 |
| 2 | 163 | 0.118 | | 5 |
| 3 | 85 | 0.048 | | 5 |
| 4 | | -0.039 | | 5 |
| 5 | | -0.1 | 125 | 5 |
| 6 | | -0.002 | | 5 |
| 7 | | -0.029 | 90 | 5 |
| 8 | | 0.017 | | 5 |
| 9 | | -0.144 | 100 | 5 |
| Total | 315 | | 315 | |
| Contingencia 2 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 71.63 | | | 6.25E-04 |
| 2 | 163 | 0.528 | | EPS |
| 3 | 77 | 0.28 | | EPS |
| 4 | | -0.043 | | 6.25E-04 |
| 5 | | -0.02 | 125 | 6.25E-04 |
| 6 | | 0.235 | | EPS |
| 7 | | 0.308 | 90 | EPS |
| 8 | | 0.426 | | EPS |
| 9 | | -0.128 | 100 | 6.25E-04 |
| Total | 311.63 | | 315 | |
| Contingencia 3 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | | | | 6.25E-04 |
| 2 | 163 | 0.33 | | 6.25E-04 |
| 3 | 85 | 0.191 | | 6.25E-04 |
| 4 | | -0.043 | | 6.25E-04 |
| 5 | | -0.025 | 125 | 6.25E-04 |
| 6 | | 0.141 | | 6.25E-04 |
| 7 | | 0.154 | 90 | 6.25E-04 |
| 8 | | 0.228 | | 6.25E-04 |
| 9 | | 0.023 | 100 | 6.25E-04 |
| Total | 248 | | 315 | |
| Contingencia 4 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 67.5 | | | 5 |
| 2 | 162.5 | 0.185 | | 1.2 |
| 3 | 85 | 0.088 | | 5 |
| 4 | | -0.039 | | 5 |
| 5 | | -0.086 | 125 | 5 |
| 6 | | 0.038 | | 5 |
| 7 | | 0.027 | 90 | 5 |
| 8 | | 0.083 | | 5 |
| 9 | | -0.052 | 100 | 5 |
| Total | 315 | | 315 | |

El generador 1 sale de operación en la contingencia 3 ilustrada en la Tabla 6. Bajo estas condiciones únicamente se logra cubrir el 78.73% de la demanda, por lo tanto, la respuesta local para este flujo óptimo no será factible. Sin embargo, podemos apreciar una variación del ángulo que necesariamente se ve obligado a cambiar para intentar dar una solución óptima local. Los costos marginales tienden a cero, lo que, demuestra que no es posible satisfacer las ecuaciones del flujo. Finalmente, con la contingencia 4, se redujo en un 35% la capacidad total de las líneas de transmisión o, que es lo mismo, se simuló un incremento de carga en un 35%. Esta reducción del 35% de la capacidad de las líneas de transmisión presenta una variación en el costo marginal en cada barra, lo que supone, que existe congestión en una línea de transmisión. La línea congestionada en este caso es el tramo 8 – 2 con un costo por congestión de 617.5. Además, la función objetivo presenta un 0.31% de incremento, lo que demuestra, que con la salida de la línea 8 – 9 (contingencia 4) el sistema se congestiona, sin embargo, es capaz de satisfacer la demanda total.

Con la Tabla 7 presentamos el flujo de potencia óptimo en el caso de estudio IEEE 14 barras. En contingencia 1, donde sale de servicio la línea 11 – 10, se aprecia que las magnitudes angulares varían en relación a los datos del caso base ilustrado en la Tabla 4. Los costos marginales no varían y la demanda es cubierta al 100%, lo que significa, que la salida de operación de la línea 11 – 10 únicamente redirecciona el flujo para poder cubrir la totalidad de la demanda. De manera similar ocurre con la salida de operación de la línea de transmisión 2 – 4. En consecuencia, se logra cubrir la demanda a través de un redireccionamiento del flujo de potencia y advierte que cada

unidad de MWh adicional tendría un costo de 5 (\$/MWh).

Tabla 7. Solución de IEEE de 14 barras para N – 1.

| Contingencia 1 | | | | |
|----------------|----------|--------|------------|--------------|
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 232.4 | | | 5 |
| 2 | 15.4 | -0.096 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.23 | 94.2 | 5 |
| 4 | | -0.186 | 47.8 | 5 |
| 5 | | -0.158 | 7.6 | 5 |
| 6 | 11.2 | -0.244 | 11.2 | 5 |
| 7 | | -0.254 | | 5 |
| 8 | | -0.238 | | 5 |
| 9 | | -0.301 | 29.5 | 5 |
| 10 | | -0.308 | 9 | 5 |
| 11 | | -0.251 | 3.5 | 5 |
| 12 | | -0.267 | 6.1 | 5 |
| 13 | | -0.272 | 13.5 | 5 |
| 14 | | -0.311 | 14.9 | 5 |
| Total | 259 | | 259 | |
| Contingencia 2 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 232.4 | | | 5 |
| 2 | 15.4 | -0.087 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.25 | 94.2 | 5 |
| 4 | | -0.23 | 47.8 | 5 |
| 5 | | -0.189 | 7.6 | 5 |
| 6 | 11.2 | -0.29 | 11.2 | 5 |
| 7 | | -0.289 | | 5 |
| 8 | | -0.275 | | 5 |
| 9 | | -0.329 | 29.5 | 5 |
| 10 | | -0.33 | 9 | 5 |
| 11 | | -0.313 | 3.5 | 5 |
| 12 | | -0.311 | 6.1 | 5 |
| 13 | | -0.316 | 13.5 | 5 |
| 14 | | -0.346 | 14.9 | 5 |
| Total | 259 | | 259 | |
| Contingencia 3 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 232.4 | | | 5 |
| 2 | 26.6 | -0.094 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.232 | 94.2 | 5 |
| 4 | | -0.189 | 47.8 | 5 |
| 5 | | -0.164 | 7.6 | 5 |
| 6 | | -0.279 | 11.2 | 5 |
| 7 | | -0.257 | | 5 |
| 8 | | -0.241 | | 5 |
| 9 | | -0.303 | 29.5 | 5 |
| 10 | | -0.306 | 9 | 5 |
| 11 | | -0.296 | 3.5 | 5 |
| 12 | | -0.299 | 6.1 | 5 |
| 13 | | -0.303 | 13.5 | 5 |
| 14 | | -0.326 | 14.9 | 5 |
| Total | 259 | | 259 | |
| Contingencia 4 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 230.9 | | | 1.2 |
| 2 | 16.87 | -0.095 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.229 | 94.2 | 4.585 |
| 4 | | -0.184 | 47.8 | 4.227 |
| 5 | | -0.158 | 7.6 | 3.968 |
| 6 | 11.2 | -0.254 | 11.2 | 4.048 |
| 7 | | -0.246 | | 4.175 |
| 8 | | -0.231 | | 4.188 |
| 9 | | -0.288 | 29.5 | 4.14 |
| 10 | | -0.29 | 9 | 4.124 |
| 11 | | -0.276 | 3.5 | 4.087 |
| 12 | | -0.275 | 6.1 | 4.056 |
| 13 | | -0.279 | 13.5 | 4.061 |

| | | | | |
|-------|--------|--------|------|-------|
| 14 | | -0.307 | 14.9 | 4.106 |
| Total | 258.97 | | 259 | |

En el caso de la contingencia 3, donde, sale de servicio la unidad de generación 3 se aprecia que la demanda (259 MW) es cubierta. Para lograr cubrir la unidad de generación 2 debería aportar con 8.3 MW, puesto que, si verificamos la Tabla 3 podremos notar que únicamente la unidad de generación 2 puede cubrir con 8.3 MW. Es decir, si ninguna de las unidades de generación (g1 y g2) asume la potencia demandada faltante el DC-OPF no converge. En consecuencia, por el requerimiento adicional de potencia activa para cubrir la demanda existe un incremento en la función objetivo con un valor de 411.88 que comparándolo con el caso base de la Tabla 4 representa 12.2 % de incremento. Otro detalle adicional es que el costo de congestión es cero.

Finalmente, con la contingencia 4 de la Tabla 7 se reduce el límite de potencia capaz de transportar por las diferentes líneas de transmisión. Esto provoca un redireccionamiento del flujo, por lo que, la variación angular está presente. Además, presenta costos de congestión (LMP) variable lo que advierte la existencia de niveles de congestión en la red eléctrica. El costo por congestión de la línea es de 725.499 \$/MWh con un valor de función objetivo de 372.65. La línea congestionada es la 1 – 2. En consecuencia, los costos de operación aumentan cuando la capacidad de transmisión se limita con una reducción del 20% en el conjunto de las líneas. Hasta este punto únicamente se ha evaluado el modelo DC-OPF con contingencias N – 1, por lo que, procederá a evaluar al modelo considerando contingencias N – 2. El considerar la salida de operación de 2 elementos exige que los sistemas eléctricos de potencia sean robustos y resilientes. Sin embargo,

evaluaremos con contingencias N – 2 en los casos IEEE de 9 y 14 barras respectivamente para evaluar el comportamiento de las redes eléctricas propuestas en el presente artículo. Con la Tabla 8 presentamos las contingencias N – 2 a efectuarse en los casos de estudio.

Tabla 8. Contingencias N - 2 en casos de estudio.

| Contingencia N - 2 | |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| IEEE 9 barras | IEEE 14 barras |
| Línea 7 – 8 | Línea 11 – 10 |
| Línea 5 – 6 | Línea 2 – 5 |
| Línea 8 – 9 | Línea 2 – 4 |
| Línea 9 – 4 | Línea 4 – 8 |
| Gen 3 | Gen 3 |
| Línea 7 – 8 | Línea 7 - 9 |
| Límite de flujo 35% y línea 8-9 | Límite de flujo 20% y línea 9 - 10 |

Con los resultados de la Tabla 9 evaluamos contingencias N – 2 para el caso IEEE 9 barras. Para las contingencias 1 y 2 la demanda no puede ser cubierta, por lo que, el modelo presenta soluciones no factibles. Sin embargo, en ambos casos presenta un valor de función objetivo de 627.2 y 585.2 respectivamente, lo que supone, que el modelo despacha la máxima potencia con el objetivo de satisfacer de cobertura la demanda. El valor marginal toma valores muy cercanos a cero, lo que indica, que el sistema eléctrico de potencia en estas condiciones no es capaz de satisfacer la demanda con la salida de operación de las líneas 7 – 8 y 5 – 6. En consecuencia, no se puede garantizar la operatividad del sistema eléctrico de potencia.

Tabla 9. Contingencia N - 2 en caso base IEEE 9 barras.

| Contingencia 1 | | | | |
|----------------|----------|--------|------------|--------------|
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 71.63 | | | EPS |
| 2 | 153.37 | 0.347 | | EPS |
| 3 | 85 | 3.142 | | 6.25E-04 |
| 4 | | -0.041 | | EPS |
| 5 | | -0.156 | 125 | EPS |
| 6 | | 3.092 | | 6.25E-04 |
| 7 | | 3.001 | 90 | 6.25E-04 |
| 8 | | 0.251 | | EPS |
| 9 | | 0.004 | 100 | EPS |
| Total | 310 | | 315 | |
| Contingencia 2 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |

| | | | | |
|----------------|----------|--------|------------|--------------|
| 1 | 71.63 | | | EPS |
| 2 | 118.37 | 0.018 | | EPS |
| 3 | 85 | 3.142 | | 6.25E-04 |
| 4 | | -0.041 | | EPS |
| 5 | | 2.879 | 125 | 6.25E-04 |
| 6 | | 3.092 | | 6.25E-04 |
| 7 | | -0.121 | 90 | EPS |
| 8 | | -0.056 | | EPS |
| 9 | | -0.102 | 100 | EPS |
| Total | 275 | | 315 | |
| Contingencia 3 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 71.63 | | | 6.25E-04 |
| 2 | | | | EPS |
| 3 | 85 | 0.082 | | 6.25E-04 |
| 4 | | -0.041 | | 6.25E-04 |
| 5 | | -0.09 | 125 | 6.25E-04 |
| 6 | | 0.032 | | 6.25E-04 |
| 7 | | 0.019 | 90 | 6.25E-04 |
| 8 | | 0.074 | | 6.25E-04 |
| 9 | | -0.057 | 100 | 6.25E-04 |
| Total | 156.63 | | 315 | |
| Contingencia 4 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 71.63 | | | 6.25E-04 |
| 2 | 162.5 | 0.359 | | EPS |
| 3 | 25 | 0.082 | | EPS |
| 4 | | -0.073 | | 6.25E-04 |
| 5 | | -0.099 | 125 | 6.25E-04 |
| 6 | | 0.067 | | EPS |
| 7 | | 0.14 | 90 | EPS |
| 8 | | 0.257 | | EPS |
| 9 | | -0.158 | 100 | 6.25E-04 |
| Total | 259.13 | | 315 | |

En la contingencia 3 sale de operación el generador 3 y la línea de transmisión 7 – 8. Esto provoca en el sistema eléctrico de potencia que sea incapaz de satisfacer la demanda. Los costos marginales son muy cercanos a cero y su función objetivo alcanza un valor de 585.2, lo que, representa un incremento del 59.42%. Estos incrementos en la función objetivo demuestran que un sistema en condiciones de contingencias genera mayores gastos operativos sin garantizar que la demanda sea cubierta. Finalmente, el redireccionamiento del flujo de potencia se puede apreciar en la variación angular, expresada en radianes. Con la contingencia 4 donde se reduce un 35% de la capacidad de las líneas y sale de operación la línea 8 – 9 existe un costo por congestión de 0.061 con función objetivo de 578.15. A pesar del incremento del costo operativo y la evidente congestión presentado en el sistema, no se logra

cubrir con la demanda. Con la Tabla 9 claramente se evidencia, en sus 4 casos de contingencias, que no es posible obtener soluciones optimas locales que proporcionen cobertura del 100% a la carga. Esto se explica dado que el sistema estudiado es muy pequeño y su capacidad de enfrentar contingencias se ve reducida.

Tabla 10. Contingencia N -2 para caso base IEEE 14 barras

| | | | | |
|----------------|----------|--------|------------|--------------|
| Contingencia 1 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 232.4 | | | 5 |
| 2 | 15.4 | -0.088 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.237 | 94.2 | 5 |
| 4 | | -0.205 | 47.8 | 5 |
| 5 | | -0.187 | 7.6 | 5 |
| 6 | 11.2 | -0.271 | 11.2 | 5 |
| 7 | | -0.275 | | 5 |
| 8 | | -0.258 | | 5 |
| 9 | | -0.323 | 29.5 | 5 |
| 10 | | -0.33 | 9 | 5 |
| 11 | | -0.278 | 3.5 | 5 |
| 12 | | -0.293 | 6.1 | 5 |
| 13 | | -0.299 | 13.5 | 5 |
| 14 | | -0.335 | 14.9 | 5 |
| Total | 259 | | 259 | |
| Contingencia 2 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 232.4 | | | 5 |
| 2 | 15.4 | -0.087 | 21.7 | 5 |
| 3 | | -0.25 | 94.2 | 5 |
| 4 | | -0.229 | 47.8 | 5 |
| 5 | | -0.19 | 7.6 | 5 |
| 6 | 11.2 | -0.295 | 11.2 | 5 |
| 7 | | -0.301 | | 5 |
| 8 | | -0.301 | | 5 |
| 9 | | -0.339 | 29.5 | 5 |
| 10 | | -0.339 | 9 | 5 |
| 11 | | -0.321 | 3.5 | 5 |
| 12 | | -0.317 | 6.1 | 5 |
| 13 | | -0.321 | 13.5 | 5 |
| 14 | | -0.354 | 14.9 | 5 |
| Total | 259 | | 259 | |
| Contingencia 3 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 220.48 | | | EPS |
| 2 | 18.3 | -0.089 | 21.7 | 1.95E-19 |
| 3 | | -0.218 | 94.2 | 3.04E-19 |
| 4 | | -0.168 | 47.8 | 3.99E-19 |
| 5 | | -0.155 | 7.6 | 4.69E-19 |
| 6 | | -0.324 | 11.2 | 1.80E-18 |
| 7 | | -0.168 | | 3.99E-19 |
| 8 | | -0.168 | | 3.99E-19 |
| 9 | | -0.426 | 29.5 | 0.004 |
| 10 | | -0.409 | 9 | 0.001 |
| 11 | | -0.37 | 3.5 | -0.001 |
| 12 | | -0.348 | 6.1 | 3.16E-04 |
| 13 | | -0.354 | 13.5 | 5.64E-04 |
| 14 | | -0.4 | 14.9 | 0.002 |
| Total | 238.78 | | 259 | |
| Contingencia 4 | | | | |
| | Gen (MW) | Ángulo | Carga (MW) | LMP (\$/MWh) |
| 1 | 231.001 | | | 1.2 |
| 2 | 16.799 | -0.095 | 21.7 | 5 |

| | | | | |
|-------|------|--------|------|-------|
| 3 | | -0.229 | 94.2 | 4.587 |
| 4 | | -0.184 | 47.8 | 4.229 |
| 5 | | -0.158 | 7.6 | 3.966 |
| 6 | 11.2 | -0.257 | 11.2 | 4.019 |
| 7 | | -0.244 | | 4.195 |
| 8 | | -0.23 | | 4.203 |
| 9 | | -0.285 | 29.5 | 4.172 |
| 10 | | -0.299 | 9 | 4.019 |
| 11 | | -0.282 | 3.5 | 4.019 |
| 12 | | -0.277 | 6.1 | 4.031 |
| 13 | | -0.281 | 13.5 | 4.041 |
| 14 | | -0.306 | 14.9 | 4.114 |
| Total | 259 | | 259 | |

La Tabla 10 ilustra contingencias N – 2 aplicadas al caso base IEEE 14 barras. Durante la contingencia 1 donde sale de servicio las líneas 11 – 10 y 2 – 5 obtenemos un valor de 367.08 como función objetivo que, si la comparamos, con la Tabla 3 apreciaremos que no existe variaciones. Además, el costo por congestión tiene una magnitud de cero y la demanda es cubierta al 100% a pesar de la contingencia N – 2 experimentada en la red eléctrica. Sin lugar a duda, al tratarse de una red más robusta (IEEE 14 barras) no experimenta ningún valor incremental en los costos de operación, por lo que, puede operar sin causar problemas de abastecimiento a la demanda. Con la salida de operación de las líneas 2 – 4 y 4 – 8, expresado en la contingencia 2, no se experimenta variaciones en la función objetivo, así como tampoco, en los costos por congestión, lo que, supone una operación normal dado que la demanda es cubierta al 100% dado la contingencia N – 2. Al desconectar el generador 3 y las líneas de transmisión 2 – 3, expresado en la contingencia 3 de la Tabla 12, se puede apreciar que la demanda es cubierta en 92.2% dado que se perdió una unidad de generación. La función objetivo tuvo un ligero decremento en 2.99% presentando un costo por congestión de 0.112 \$/MWh. Este comportamiento de la red advierte que existen líneas congestionadas. Las líneas congestionadas son 9 – 10 y 11 – 10. El costo marginal revela que no existe una solución óptima local para este caso dado que las unidades de generación

disponible no son capaces de satisfacer la demanda. Finalmente, con la contingencia 4 se reduce un 20% la capacidad de las líneas de transmisión y sale de operación la línea 9 – 10. Este caso de contingencia permite cubrir al 100% la demanda, sin embargo, presenta variaciones en los costos marginales, lo que supone, que la red se encuentra congestionada. El costo por congestión es de 725.43 \$/MWh y su función objetivo se incrementa en 1.45%.

Estas características advierten un incremento en el costo de operación, lo cual, se justifica por la congestión de la línea 1 – 2. En todos los casos existe una variación angular que depende de cada caso de estudio. Esta variación angular responde al redireccionamiento del flujo de potencia que modela el algoritmo. Por lo tanto, al estudiar el comportamiento de los casos base IEEE 9 y 14 barras con contingencias N – M queda demostrado su funcionalidad y flexibilidad para adaptarse a cualquier caso de estudio. A continuación, presentamos un cuadro resumen con la Tabla 11 donde se puede evidenciar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia con y sin contingencias.

Tabla 11. Contingencia N - M para casos base IEEE 9 y 14 barras con DC-OPF.

| Promedio | N - 1 | | N - 2 | |
|------------------------------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| | IEEE 9 barras | IEEE 14 barras | IEEE 9 barras | IEEE 14 barras |
| Cobertura (%) | 94.00 | 100.00 | 79.00 | 98.10 |
| Función Objetivo (%) | 12.91 | 3.40 | 3.50 | 0.40 |
| Costo de congestión (\$/MWh) | 154.4 | 181.37 | EPS | 181.39 |

Con la Tabla 11 se expone un breve resumen de lo trabajado hasta el momento. Se puede apreciar, en el caso de IEEE 14 barras, que en ningún tipo de contingencia se alcanza a cubrir la demanda. Además, presentan variaciones en los costos objetivos, lo que, supone un incremento del costo operativo, es decir, no se cubre el 100% de la demanda y

existe un incremento en el costo operativo. Por lo que, podemos inferir que un sistema congestionado aumenta el costo operativo sin que este sea capaz de garantizar de cobertura al usuario final. Por otro lado, se demuestra que el sistema IEEE 9 barras no puede operar dado dos contingencias simultaneas o $N - 2$. El costo EPS representa un valor que puede tomar una magnitud de cero en unas variables y no necesariamente en todas, por lo que, el modelo desarrollado GAMS no presenta soluciones factibles en contingencias $N - 2$. Mayor estabilidad y robustez demuestra el sistema base IEEE 14 barras y, esto responde, a que tiene mayor disponibilidad de vía para el paso de flujo de potencia, es decir, dispone de una topología de mayor robustez. Es importante considerar la topología dado que se relaciona directamente con un costo inicial de inversión alto, sin embargo, garantizará cubrir la demanda a excepción de que una unidad de generación salga de operación acompañada de una línea de transmisión. El caso de estudio IEEE 14 barras con $N - 1$ es capaz de satisfacer la demanda con un incremento en el valor de la función objetivo, sin embargo, presenta congestión en su sistema, por lo que, existe una variación del 3.5%. Queda claro que, los costos de congestión incrementan la operación del sistema y esto sucede dado algún tipo de contingencia que provoca el redireccionamiento de flujo. Con contingencia $N - 2$ en el caso base IEEE 14 barras se alcanza una cobertura del 98.1% y esto ocurre con la salida de una unidad de generación, en todos los otros casos ensayados, el sistema eléctrico es capaz de cubrir la demanda con la salida de operación de líneas de transmisión. Como en todo caso, en los cuales se considera contingencias, presenta una variación en el costo de congestión y un

mínimo cambio en el costo de la función objetivo.

Por lo tanto, hasta este punto se ha evaluado el comportamiento del sistema eléctrico para los casos IEEE de 9 y 14 barras al experimentar diferentes contingencias desde $N - 1$ y $N - 2$. Este estudio ha permitido identificar condiciones de contingencias en los que el sistema no es posible su operación y otro escenario donde el sistema eléctrico puede operar considerando un costo de congestión. Por lo tanto, de aquí en adelante únicamente se considerará aquellos casos, ensayados con anterioridad, que proporcionen soluciones factibles (óptimos locales) con niveles de congestión que permita operar a los sistemas eléctricos considerados en este estudio. En consecuencia, para mejorar la operatividad y reducir costos por congestión se incluye conmutación óptima de líneas de transmisión al flujo de potencia óptimo en corriente continua.

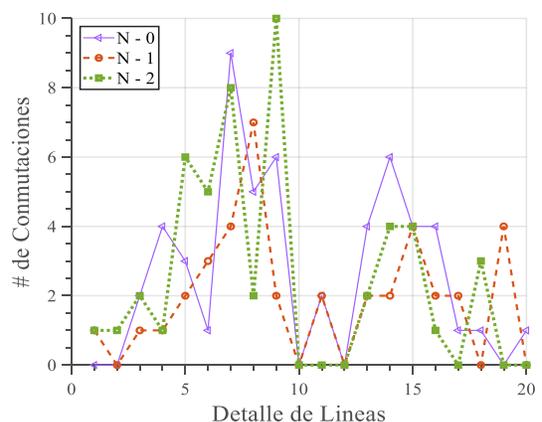


Figura 7. Número de líneas conmutadas con $NWS = 10$ considerando contingencias en caso base IEEE 14 barras.

Con la Figura 7 se presenta resultados después de aplicar el modelo OTS-DC para flujos óptimos de potencia. Se aprecia de manera muy sencilla diversas conmutaciones posibles optimas. El número máximo de conmutaciones una

vez sucedida una contingencia $N - 2$ es 10. Es importante considerar que todas las conmutaciones generadas son óptimas y calificadas por el modelo OTS-DC. El promedio de conmutaciones en cada escenario de la Figura 7 es 2.65, 2.05 y 2.77 conmutaciones de líneas considerando contingencias $N - 0$, $N - 1$ y $N - 2$. Con esto podemos inferir que el número de conmutaciones permitidas en la red se limita a NSW . Las contingencias consideradas incluyen la apertura de líneas para $N - 1$ sale de operación la línea 6 - 12, para $N - 2$ sale de operación las líneas 7 - 8 y 6 - 12. En la Figura 8 se expone los ángulos nodales. Se identifica variación angular en todos los casos dado que existe un redireccionamiento del flujo de potencia dado acciones de conmutación. En la literatura se establece que existe un rango de variación permitida en los ángulos de los nodos y, este valor alcanza ± 0.6 radianes. Si se observa con mayor detalle la Figura 8 se logra concluir que la variación angular sin contingencia y considerando contingencias muestran una variación angular dentro de los límites establecidos en la literatura.

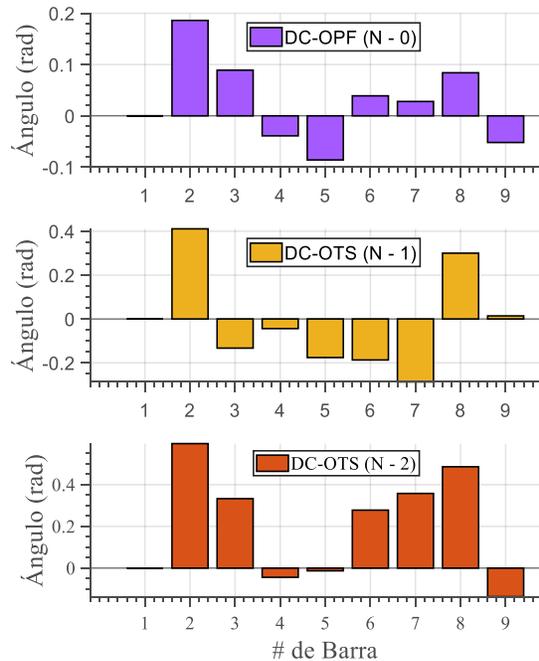


Figura 8. Ángulos nodales IEEE 9 barras

La cargabilidad de las líneas de transmisión se expone con la Figura 9. Es importante mencionar que en condiciones normales de operación (antes de la contingencia) las líneas de transmisión se encuentran bajo el 70% de su límite superior para transportar potencia eléctrica desde un nodo i hacia un nodo j . Cuando aplicamos DC-OTS por efectos de la conmutación de líneas existen tramos que se apertura provocando un incremento en la cargabilidad de las líneas de transmisión.

Es por ello que, existe un mayor flujo de potencia en ciertas líneas de transmisión. DC - OTS con contingencia (apertura de línea 8 - 7) muestra de manera gráfica (ver Figura 9) que por las líneas aumenta el flujo de potencia sobrecargando la línea 6 - 5. Sin lugar a duda, esto llevará a costos por congestión.

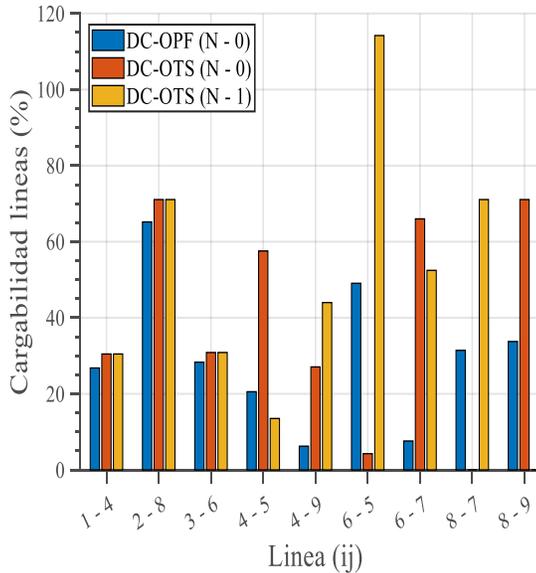


Figura 9. Cargabilidad de líneas de transmisión IEEE 9 barras

Con la Figura 10 se puede evidenciar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia del caso base IEEE 14 barras. Es notorio que en los casos sin contingencia ($N - 0$) los ángulos se encuentran dentro de los parámetros establecidos en la literatura de ± 0.6 radianes. En DC-OTS con $N - 1$ se aprecia que las barras 7 y 8 son las que superan los 0.6 radianes dado la apertura de la línea 2 - 4. La apertura de esta línea simula la salida de operación de una unidad de generación dado que no existiría flujo de potencia desde el nodo 2 al 4. En el gráfico de barras de color celeste, donde se aplicó contingencia $N - 2$ se simuló la salida de las líneas 2 - 4 y 6 - 12. Es evidente que el margen angular es superado, por lo que, el sistema opera en condiciones anormales. Al aplicar un segundo caso de contingencia $N - 2$, provocando la salida de la línea 6 - 12 y reduciendo 20% la capacidad de las líneas de transmisión. En color marrón se evidencia que el nodo 8 supera el límite de la variación angular. Sin embargo, entre los dos últimos casos de contingencias $N - 2$ de la Figura 10 existe

cierta similitud angular, por lo que, estas dos condiciones de contingencias suponen casos evidentes de inestabilidad tema que abordaremos en párrafos posteriores.

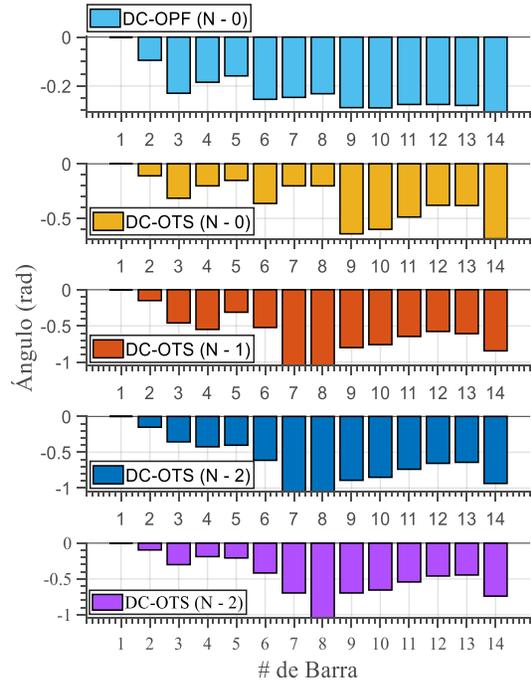


Figura 10. Ángulos nodales IEEE 14 barras.

La cargabilidad de las líneas en el caso de estudio IEEE 14 barras se presenta en la Figura 10. De color azul, el flujo óptimo de potencia, se puede apreciar que la cargabilidad de las líneas se encuentran inferior al 80%. Con DC-OTS al aplicar contingencia $N - 0$, representado en el diagrama de barras en color rojo, se aprecia que la cargabilidad de algunas líneas aumenta y otras se registra un flujo de potencia igual a cero. Esto se explica por la conmutación de líneas aplicado en el sistema. Cuando se aplica contingencias $N - 1$ y $N - 2$ el sistema experimenta incremento en el flujo de potencia que circula de un nodo i hacia un nodo j del sistema eléctrico de potencia. En color naranja, violeta y verde, de la Figura 11, se aprecia el incremento de cargabilidad en el flujo de potencia. Esto se explica por la salida de elementos

durante la contingencia, sin embargo, la demanda es cubierta y existen mayor número de líneas de transmisión que operan al 100% de su capacidad.

Los flujos de potencia continuos son usados para análisis de estabilidad de voltaje. La Figura 12 representa el análisis de estabilidad de voltaje en la barra 5 del sistema eléctrico de potencia, donde, se aprecia el comportamiento de la barra 5, en el caso base IEEE 9 barras, según incrementos del factor de carga.

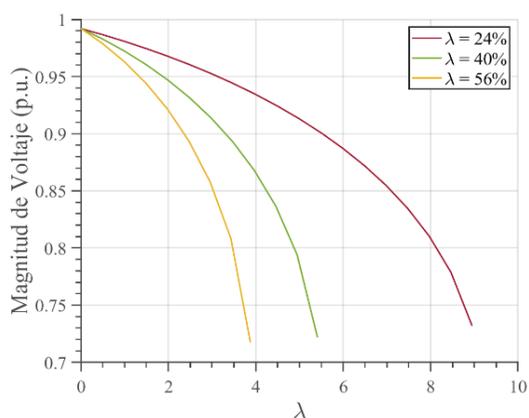


Figura 11 Curva de magnitud de voltaje sin contingencia en barra 5 con caso base IEEE 9 barras.

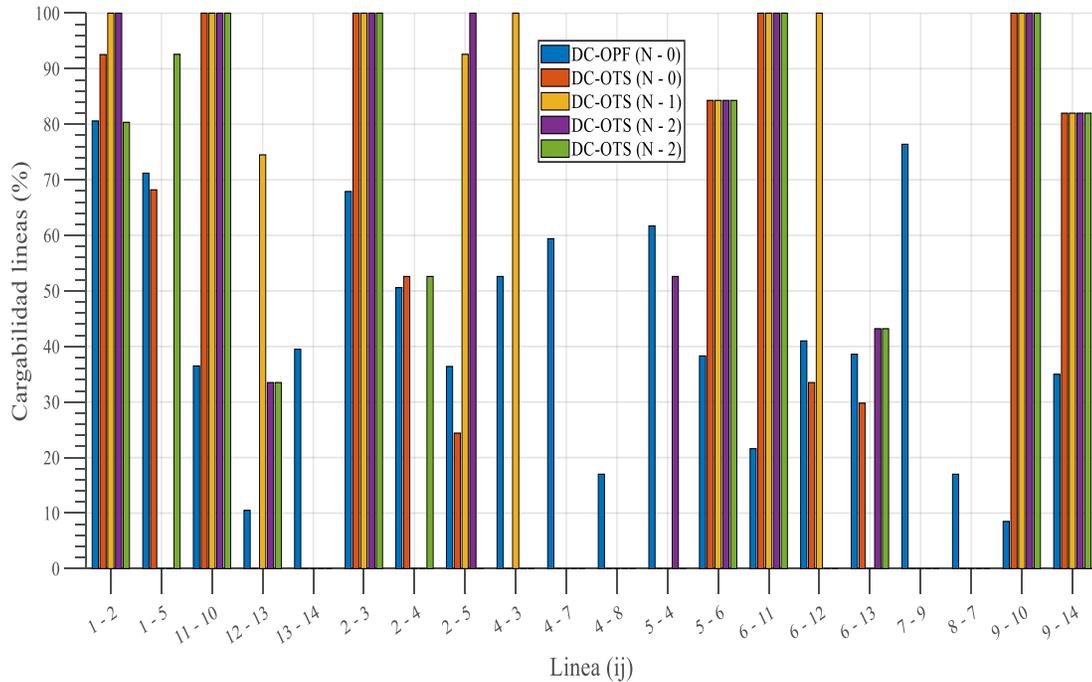


Figura 12. Cargabilidad de líneas de transmisión IEEE 14 barras

El factor de carga es una magnitud escalar que multiplica a la potencia de generación y la demanda para poder ejecutar un flujo de potencia continuo y poder determinar la máxima potencia de transferencia de un sistema eléctrico. En consecuencia, con la Figura 12 se analiza la estabilidad de voltaje con flujos de potencia continuos.

Con un factor de carga ($d\lambda$) variable en pasos de 16%. Este criterio a sido tomado de manera arbitraria, sin embargo, nos permitirá evaluar estabilidad de voltaje. Es notorio en la Figura 12 como a medida que el factor de carga aumenta su capacidad de transferencia disminuye. Por lo que se puede concluir que, a medida que el factor de carga aumenta los costos de operación lo hacen de manera proporcional comprometiendo de manera significativa la estabilidad de voltaje, dado que, se violan los niveles de voltajes permitidos en la literatura. Es importante tener presente que la Figura 12 ha sido ensayada sin contingencias. Con la Figura

13 se ensaya contingencias N – 1, donde, sale de operación la línea 9 – 4.

Es claro que si el sistema del estándar de IEEE 9 barras experimenta una contingencia la capacidad de transferencia se ve reducida. Sin embargo, podemos apreciar los λ_{max} el que el sistema eléctrico de potencia aún permanece estable en su magnitud de voltaje. Se simulo una constancia N – 3 en el caso base IEEE 9 barras, sin embargo, el modelo matemático no converge.

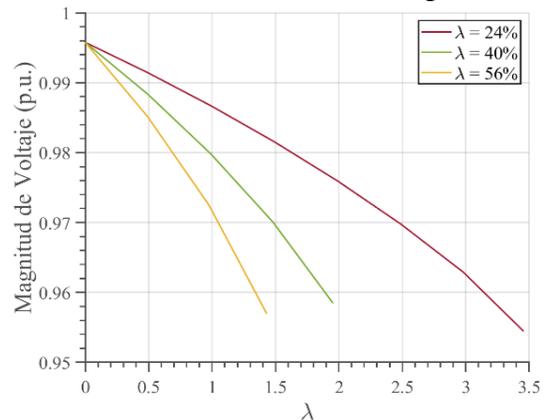


Figura 13. Curva de magnitud de voltaje en barra 5 con contingencia N - 1 con caso base IEEE 9 barras.

Por lo tanto, la capacidad de recuperación ante contingencias N – 2 en el estudio del caso base IEEE 9 barras es nulo dado que pierde estabilidad y su capacidad de transferencia se reduce de manera abrupta. A continuación, con la Figura 14 se expone el λ_{max} y representa el máximo factor de carga antes de que se comprometa la estabilidad del sistema eléctrico en el caso IEEE 9 barras.

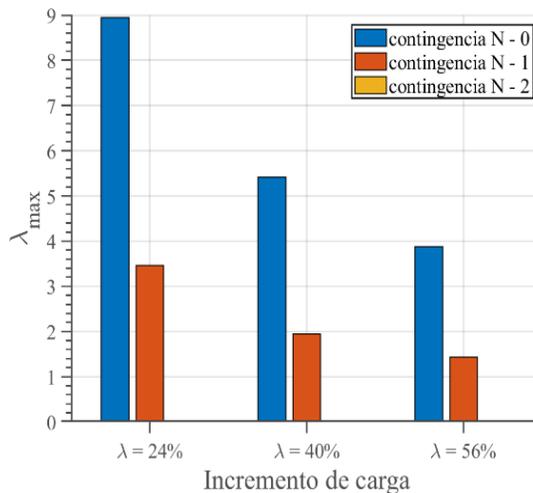


Figura 14. Curva PV con incremento de carga en barra 5 con caso base IEEE 9 barras.

Con la Figura 14 se puede evidenciar que al experimentar una contingencia N – 2 el caso base IEEE 9 barras el sistema no converge. Un detalle adicional que ilustra la Figura 14 son las diferentes magnitudes de cargabilidad que soporta el sistema eléctrico sin contingencias y con contingencia N – 1 donde se apertura la línea 9 – 4. Un detalle adicional es que la capacidad de transferencia se ve reducida en un 39% aproximadamente cuando el sistema experimenta contingencia N – 1.

La estabilidad de voltaje en el caso base IEEE 14 barras se presenta en la Figura 15. En este caso de estudio no se ensaya contingencias. Por lo que, podemos apreciar la máxima capacidad de transferencia de potencia eléctrica $\lambda = 14$ aproximadamente con un 24% de

incremento en la carga. Sin embargo, cuando el incremento de carga alcanza un 40% y 56% la capacidad de transferencia se ve reducida en un 43% y 48% respectivamente.

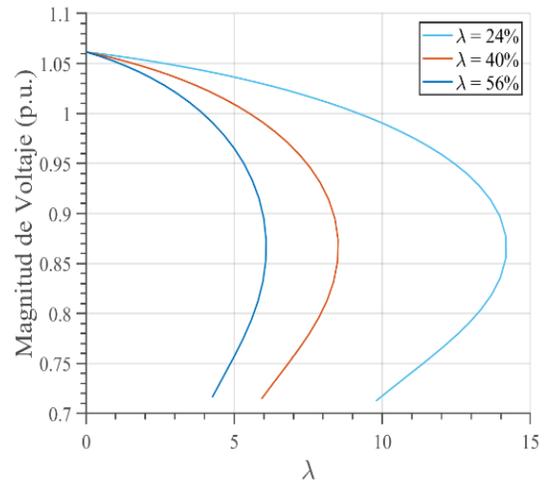


Figura 15. Curva de magnitud de voltaje sin contingencia en barra 7 con caso base IEEE 14 barras.

Sin embargo, el sistema IEEE 14 barras tiene respuestas aceptables de margen de cargabilidad frente a incrementos de carga, por lo que, sin considerar contingencias, como se ilustra en la Figura 14, el sistema eléctrico no pierde estabilidad bajo las condiciones estudiadas.

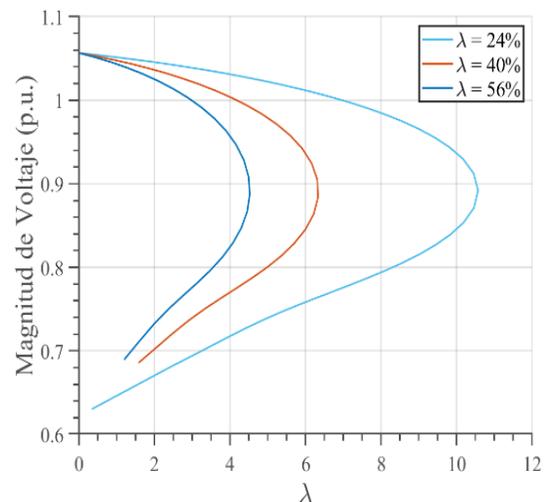


Figura 16. Curva de magnitud de voltaje con contingencia N - 1 en la barra 7 con caso base IEEE 14 barras.

Con la apertura de la línea 2 – 4 (ver Figura 16) la capacidad de transferencia se ve reducida en un 24% aproximadamente si la comparamos antes de la contingencia como se ilustra en párrafos anteriores. Sin embargo, el sistema aún puede mantenerse estable a pesar que su capacidad de transferencia se vio afectada. En consecuencia, esta reducción, sin lugar a duda, generara incremento en los costos marginales lo que indica un cierto nivel de congestión que permite a la red eléctrica continuar operando.

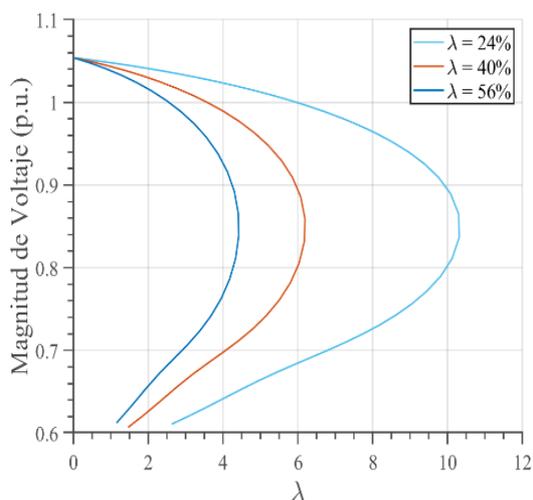


Figura 17. Curva de magnitud de voltaje con contingencia N - 2 en barra 7 con caso base IEEE 14 barras.

Por lo tanto, la Figura 16 demuestra que el sistema, a pesar de la contingencia experimentada, puede seguir operando con un costo marginal adicional dado la apertura de la línea 2 – 4. La Figura 17 demuestra que el caso base IEEE de 14 barras puede seguir operando aun cuando exista una contingencia N – 2. Es correcto que la capacidad de transferencia se vea reducida dado que el sistema eléctrico experimentará congestión en sus líneas de transmisión dado la necesidad de redireccionar el flujo de potencia. En contingencia N – 2 se apertura las líneas 2 – 4 y 10 – 11.

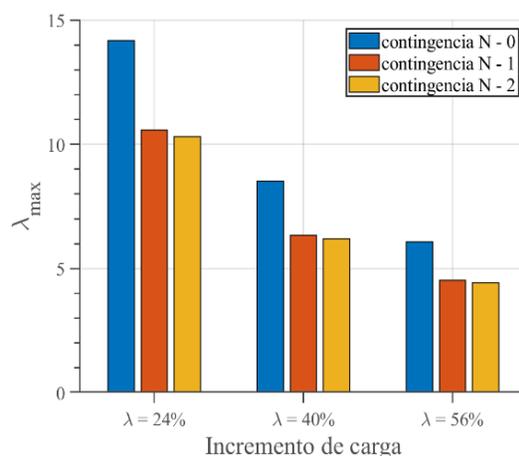


Figura 18. Curva PV con incremento de carga en barra 7 con caso base IEEE 14 barras.

Finalmente, con la Figura 18 se aprecia el margen máximo de cargabilidad (λ_{max}) antes de que el sistema eléctrico IEEE 14 barras pierda estabilidad de voltaje. Es muy sencillo identificar como la capacidad de transferencia se ve reducido a medida que el sistema eléctrico experimenta contingencias N – 1 y N – 2. Si bien es cierto, la capacidad de transferencia se reduce, sin embargo, es posible continuar operando dado que se puede garantizar estabilidad de voltaje. Un detalle adicional, es que, si bien es cierto que un se puede operar la red eléctrica, sin embargo, de manera inevitable existirá incrementos en los costos de operación dado la congestión de las líneas de transmisión. Por lo tanto, con las métricas obtenidas durante la presente investigación queda valido la operatividad del modelo matemático propuesto.

Tabla 12. Condiciones iniciales sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

| Generador | Voltaje (p.u.) | δ_0 Grados | Pm (p.u.) |
|-----------|----------------|-------------------|-----------|
| 1 | 1.0859 | 1.7264 | 0.7163 |
| 2 | 0.9697 | 20.4232 | 1.6035 |
| 3 | 0.9082 | 14.5374 | 0.8804 |

Con la Tabla 13 se advierte la barra donde están conectados los generadores, así como también, la constante de inercia

para una máquina hidroelectrica y dos a vapor. Como se puede apreciar la constante de inercia, en el caso de la central hidro, es mucho mayor que las de vapor. Esto sucede por el tamaño de masa del rotor en la central de generación hidroelectrica.

Tabla 13. Constante de inercia y reactancias transitorias de eje directo de los generadores.

| Gen | Nodo | Cte. Inercia H, (s) | Reactancia transitoria de eje directo X'_{dL} (p. u.) |
|-----|------|---------------------|---|
| 1 | 7 | 23.64 | 0.0608 |
| 2 | 8 | 6.4 | 0.1198 |
| 3 | 9 | 3.01 | 0.1813 |

Las matrices de admitancias reducidas a los nodos internos de los generadores se presentan en la Tabla 14. Esta matriz de admitancias incluye elementos pasivos de cargas, generadores y transformadores.

Tabla 14. Matrices de admitancias Y reducidas en sistema caso base IEEE 9 barras sin OTS y sin contingencias.

| Condición De la red | Nodo | 1 | 2 | 3 |
|---------------------|------|------------|------------|------------|
| Prefalla | 1 | 0.90-2.67i | 0.31+1.73i | 0.25+1.38i |
| | 2 | 0.31+1.73i | 0.43-2.53i | 0.23+1.22i |
| | 3 | 0.25+1.38i | 0.23+1.22i | 0.30-2.25i |
| Falla | 1 | 0.69-3.68i | 0.00+0.00i | 0.09+0.67i |
| | 2 | 0.00+0.00i | 0.00-5.49i | 0.00+0.00i |
| | 3 | 0.09+0.67i | 0.00+0.00i | 0.19-2.76i |
| Falla clareada | 1 | 1.15-1.92i | 0.15+0.81i | 0.21+1.18i |
| | 2 | 0.15+0.81i | 0.37-1.88i | 0.20+1.31i |
| | 3 | 0.21+1.18i | 0.20+1.31i | 0.29-2.25i |

Para el análisis de estabilidad transitoria multi máquina en el caso base de estudio IEEE 9 barras sin considerar contingencias ni optima conmutación de líneas se considera una falla en la barra 8 y el clareo de la falla se realiza con la apertura de la línea 8 – 9. El tiempo de duración de la falla será variable con la finalidad de identificar el tiempo crítico donde el sistema pasa a ser inestable. Cuando la magnitud angular de alguna máquina está por arriba de la mayor diferencia angular entre dos máquinas consecutivas se dice que la maquina tiende a perder sincronismo.

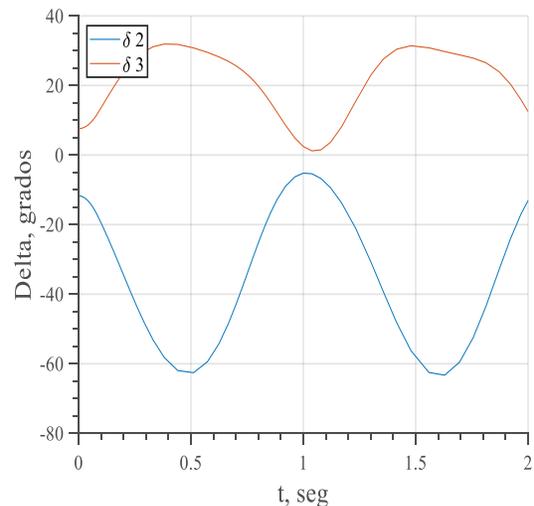


Figura 19. Posición relativa de rotors tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08333$ seg sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

Con la Figura 19 se puede evidenciar que con la apertura de la línea 8 – 9 para el clareo de la falla en la barra 8 el sistema es estable dado que la variación angular no es abrupta con un tiempo de falla $t_c = 0.08333$. Para poder determinar el tiempo crítico donde el sistema eléctrico pierde estabilidad se procederá con dos ensayos adicionales donde el tiempo de falla incrementa. Este análisis permitirá identificar el tiempo máximo que puede permanecer estable el sistema antes de ocurrir la salida de sincronismo de las unidades de generación identificadas por la separación angular abrupta entre maquinas sincrónicas. Es importante tener presente que las métricas obtenidas de oscilación angular toman como referencia la barra slack que es la unidad de generación 1. Por lo tanto, las tendencias de la Figura 19 ilustran la posición relativa de las unidades de generación 2 (color azul) y 3 (color rojo) respectivamente considerando como referencia la unidad de generación 1.

El sistema IEEE 9 barras con un tiempo de falla de 0.14 segundos muestra aun que es capaz de permanecer estable

durante dicho tiempo, sin embargo, es importante observar que la variación angular de las máquinas aumentó, lo que puede significar que está llegando al tiempo máximo permitido donde las unidades de generación garantizan la estabilidad del sistema. Con la Figura 20 se puede identificar las premisas desarrolladas en el párrafo anterior.

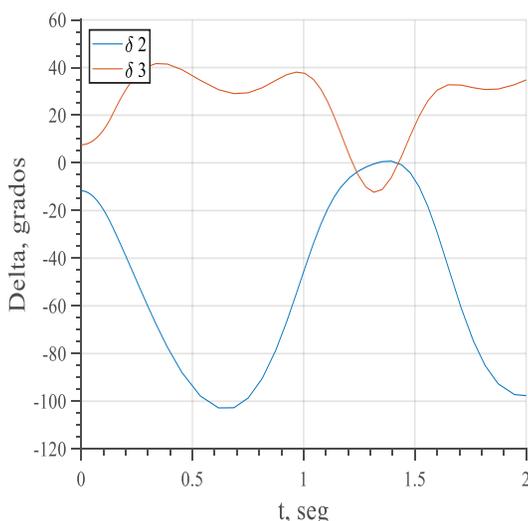


Figura 20. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.14$ seg sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

En un último ensayo se aumentó el tiempo de falla a 0.16 y podemos notar, en la Figura 21, que la variación de ángulo crece abruptamente, lo cual, queda en evidencia que el sistema pierde estabilidad angular lo que causará la salida de sincronismo de unidades de generación del sistema eléctrico de potencia. En párrafos anteriores se concluyó que el sistema IEEE 9 barras no es capaz de operar en contingencias N – 2, lo cual, se pudo evidenciar en las matrices de admitancias reducidas prefalla, falla y posfalla dado que formaron matrices indefinidas y por lo tanto el modelo no converge.

A continuación, se estudiará la estabilidad transitoria en el caso base IEEE 9 barras

considerando en un primer momento la aplicación de OTS sin contingencias.

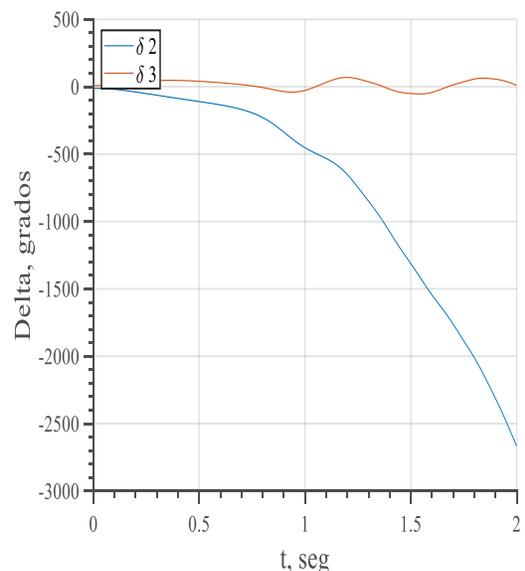


Figura 21. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg sin OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

Este nuevo caso de estudio al aplicar OTS el modelo sugiere no usar la línea 8 – 7. Bajo esta consideración extraemos los datos de voltaje y ángulo de un flujo de carga e ingresamos en el algoritmo de análisis transitorio. El tiempo de despeje de falla será variable ($t_c = 0.08333, 1.14$ y 1.16 segundos) considerando la línea apertura de la línea 5 – 6 para el clareo de la falla en la barra 6. Es de mucha importancia considerar que para aplicar un caso de estudio para análisis transitorio es necesario inducir al sistema en una falla transitoria. Por lo tanto, al aplicar OTS a un sistema muy reducido de como el caso base IEEE 9 barras y dejar de considerar la barra 8 – 7 para satisfacer la demanda el sistema pierde robustez para permanecer en estabilidad dada una falla en la que, por el clareo de falla, se tenga que aperturar una línea cercana a la falla. En consecuencia, ya no solo se consideraría una única falla, sino que, a más de la línea conmutada (línea 7 – 8) por la naturaleza de análisis transitorio se

debe aperturar la línea 5 – 6 logrando con ello inducir al sistema en una contingencia N – 2.

Por lo tanto, con la Figura 22 se ilustra el análisis de estabilidad transitoria de las máquinas 2 (color azul) y 3 (color rojo) donde es notoria que la predicción de estabilidad transitoria en este caso se ve reducida en un 75% si la comparamos con el caso base sin OTS y sin contingencia de la Figura 19. Por lo tanto, considerar la aplicación del algoritmo OTS en sistemas eléctricos reducidos no resulta una muy buena práctica dado que el sistema, al ser muy pequeño, puede operar sin una línea, sin embargo, se vuelve vulnerable a fallas transitorias que pudieran afectar la sincronización de las maquinas eléctricas del sistema eléctrico de potencia.

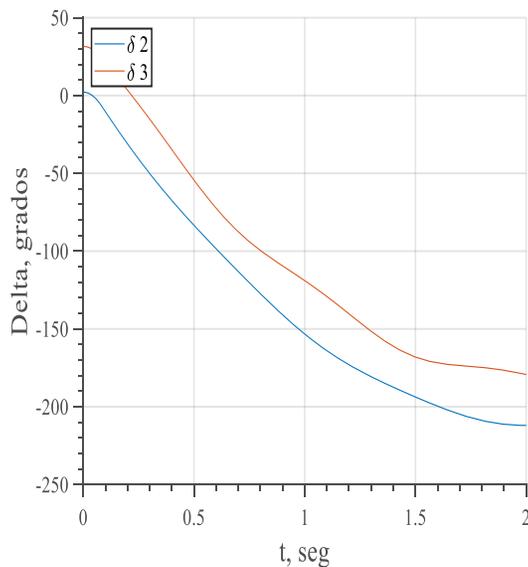


Figura 22. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08333$ seg con OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

En las Figuras 23 y 24 se puede apreciar la separación angular abrupta de las maquinas sincrónicas 2 y 3, lo que, pone en riesgo de estabilidad transitoria si no se considera la línea 8 – 7 que fue aperturada por OTS. En consecuencia, la salida de la línea 8 – 7, si bien es cierto puede operar, se torna vulnerable a fallas

transitorias que pudieran estar presentes en el sistema eléctrico de potencia.

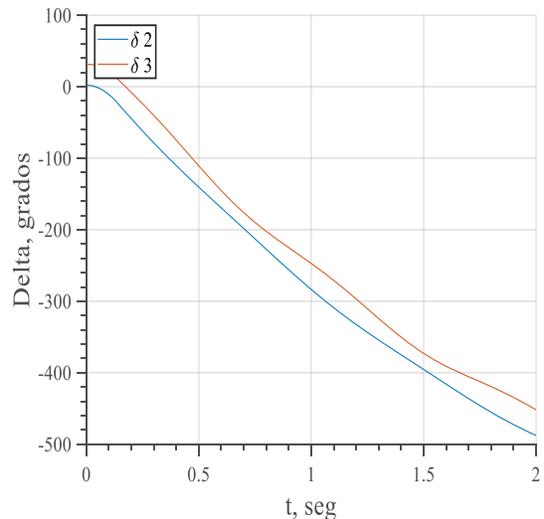


Figura 23. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.14$ seg con OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

El nuevo caso de estudio que se presenta a continuación considera contingencia N – 1 en el caso base IEEE 9 barras. La salida de operación se ensaya en la línea 5 – 6.

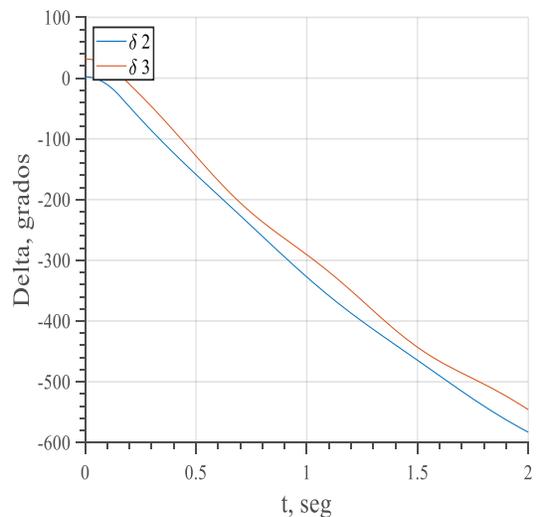


Figura 24. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y sin contingencias en caso base IEEE 9 barras.

Al aplicar OTS dada la salida de operación de la línea 5 – 6 del sistema eléctrico IEEE 9 barras, el modelo de OTS, resuelve que es necesario considerar

la línea 8 – 7 y la conmuta para que entre en operación.

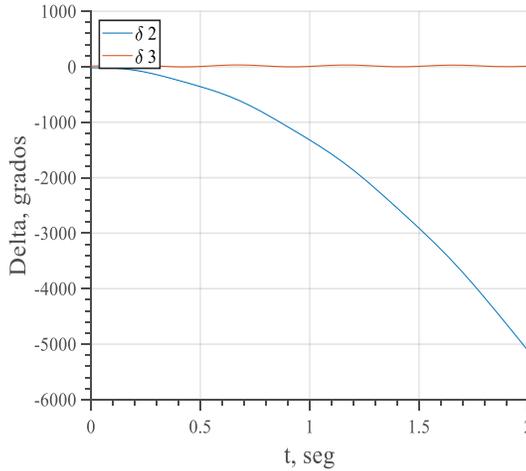


Figura 25. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08333$ seg con OTS y con contingencias N – 1 en caso base IEEE 9 barras.

El modelo converge bajo la contingencia N – 1 generado. Sin embargo, al experimentar una falla transitoria el sistema es incapaz de mantener estabilidad y por ende el sincronismo de las unidades de generación de ver afectado terminado en una desviación angular abrupta, lo cual, indica que el sincronismo de las maquinas se ha perdido.

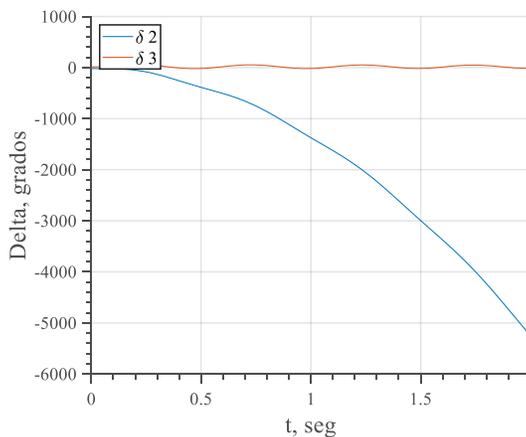


Figura 26. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.14$ seg con OTS y con contingencias N – 1 en caso base IEEE 9 barras.

Con las Figuras 25, 26 y 27 se puede evidenciar lo expresado en el párrafo

anterior. Es muy notorio que al experimentar contingencia N – 1 y al aplicarle OTS el sistema ya no podría garantizar continuidad de servicio dado que, por la naturaleza de la contingencia se apertura la línea 5 – 6 y ante una falla transitoria se apertura la línea 8 – 7 (Contingencia N – 2) el sistema pierde estabilidad y se pierde el sincronismo de las máquinas eléctricas.

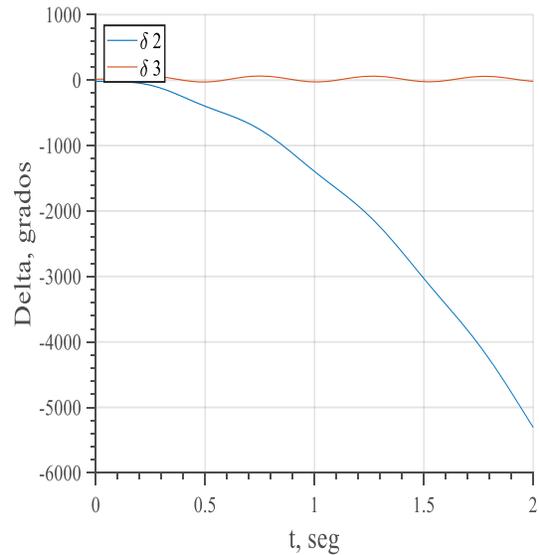


Figura 27. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y con contingencias N – 1 en caso base IEEE 9 barras.

A continuación, se presenta la ruta de análisis del caso base de estudio IEEE 14 barras. Se analizará 4 variaciones que incluye OTS y contingencias seguido de análisis transitorio. Para el análisis transitorio se inducirá en falla a la barra 4 donde se apertura la línea 2 – 4 para el clareo de la falla. La duración de la falla varía como se indica en la Tabla 15.

Tabla 15. Casos de estudio aplicado en caso base IEEE 14 barras

| Casos estudio | Detalle | Análisis transitorio |
|---------------|-----------------------------------|---|
| Caso 1 | Caso base original IEEE 14 barras | Falla barra 4 Clareo 2 – 4 $t_c = 0.08$ s $t_c = 0.16$ s |
| Caso 2 | N – 0 Con OTS | |
| Caso 3 | N – 1 Con OTS | |
| Caso 4 | N – 2 Con OTS | |

El análisis transitorio del caso base original (sin OTS y sin contingencias) se encuentra ilustrado con las Figuras 28 y 29. Lo que diferencia a cada análisis de las figuras citadas es el tiempo de duración de la falla.

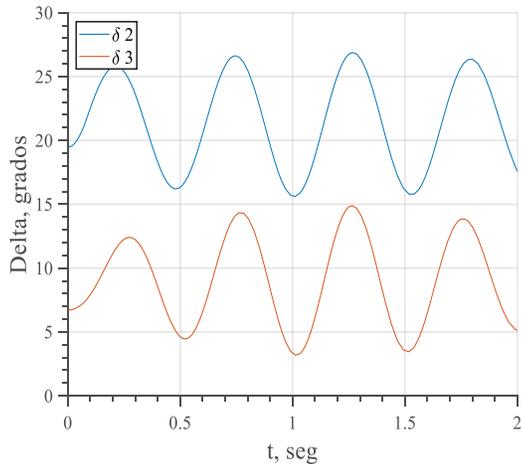


Figura 28. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg en caso base IEEE 14 barras.

Como se puede apreciar con un tiempo $t_c = 0.08$ (ver Figura 28) las maquinas 2 (color azul) y 3 (color rojo) mantienen su sincronismo dado que su diferencia angular no sufre cambios abruptos. Aproximadamente, la variación angular es de 14° grados entre las maquinas 1 y 2, por lo que, se puede inferir que se encuentran en sincronismo.

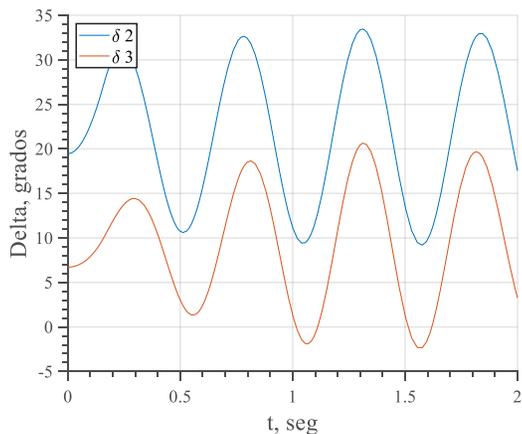


Figura 29. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg en caso base IEEE 14 barras.

Al incrementar el tiempo de duración de la falla con $t_c = 0.16$ existe un ligero incremento de la diferencia angular de la maquina 2 y maquina 1 con una magnitud de 19° grados. Sin embargo, a pesar que la magnitud de la diferencia angular aumentó la estabilidad angular del sistema se conserva, por lo que, se puede afirmar que el sistema IEEE 14 barras en condiciones normales, sin considerar OTS y sin considerar contingencias, es capaz de soportar la falla transitoria en la que ha sido inducido.

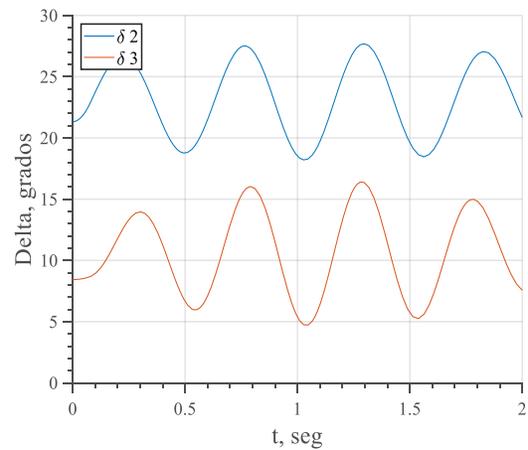


Figura 30. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg con OTS en caso base IEEE 14 barras.

Con las Figuras 30 y 31 se analiza el caso aplicando DC – OTS al caso base IEEE 14 barras con dos tiempos de duración de falla 0.08 y 0.16 segundos respectivamente. Es importante recordar que OTS conmuta líneas de transmisión con el objetivo de transmitir la máxima potencia desde las unidades de generación hacia las cargas. En consecuencia, con la Figura 30 y tiempo de despeje de falla 0.08 segundos y con clareo de línea 2 – 4 dado que surge una falla en la barra 4, se puede observar que el sistema mantiene el sincronismo de las máquinas eléctricas dado que su diferencia angular está alrededor de los 22° grados. Es importante apreciar que a medida que se

induce en eventos al sistema eléctrico la diferencia angular aumenta.

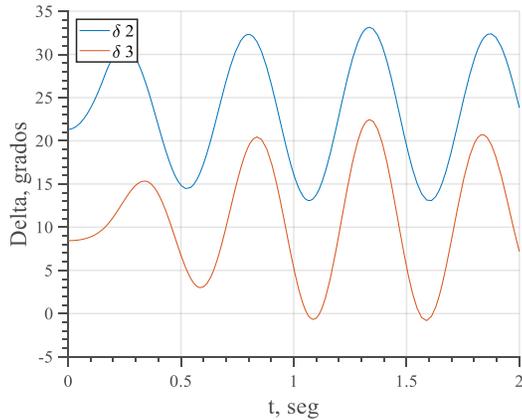


Figura 31. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS en caso base IEEE 14 barras.

Al aplicar un mayor tiempo de falla, como el caso de la Figura 31, se puede evidenciar una ligera perturbación angular de 1 a 1.5 segundos. La diferencia angular aproximada entre las maquinas 1 y 2 oscila entre 25° grados dejando en evidencia un leve incremento angular. Este incremento angular se justifica por considerar OTS en el caso base IEEE 14. En consecuencia, con la Figura 30 y 31 queda en evidencia que al aplicar OTS en el sistema IEEE 14 barras y este a su vez sea sometido a una falla transitoria el caso de estudio ha demostrado ser estable, por lo que, el sincronismo de las unidades de generación se mantiene.

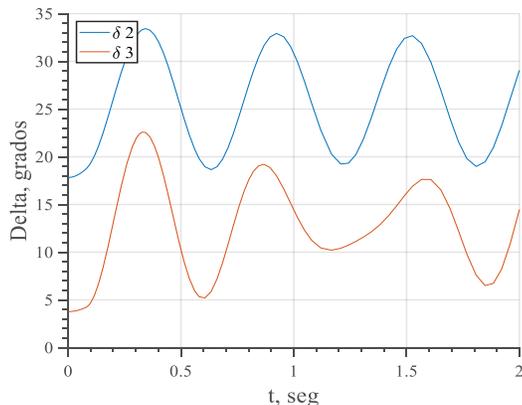


Figura 32. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg con OTS y salida de línea 12 - 13 en caso base IEEE 14 barras.

De aquí en adelante se aplicará contingencias $N - 1$ y $N - 2$ considerando OTS. Seguido, se ejecutará flujos de carga para determinar los voltajes y ángulos de las barras para posteriormente ingresar en el modelo para análisis transitorio. Con la Figura 32 con tiempo de falla 0.08 segundos y clareo en la línea 2 - 4 dado que sucede una falla en la barra 4 y considerando $N - 1$ con la salida de la línea 12 - 13 se puede apreciar que su variación angular oscila entre los 28° grados. Esta variación angular indica que el sistema permanece estable aun cuando al sistema eléctrico IEEE 14 barras se le ha inducido una contingencia y una falla transitoria.

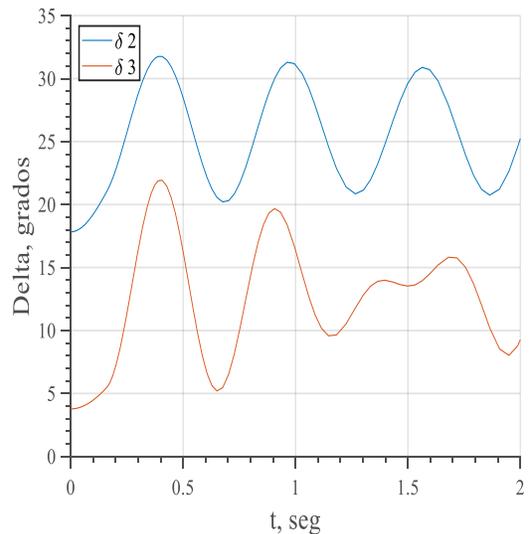


Figura 33. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y salida de línea 12 - 13 en caso base IEEE 14 barras.

Otro detalle de mucha importancia que se puede apreciar con la Figura 33 es un leve incremento angular. En consecuencia, se puede inferir que a medida que en el sistema eléctrico se inducen en fallas la diferencia angular entre maquinas aumenta, lo que, muestra incrementos de separación angular entre maquinas eléctricas del sistema IEEE 14 barras.

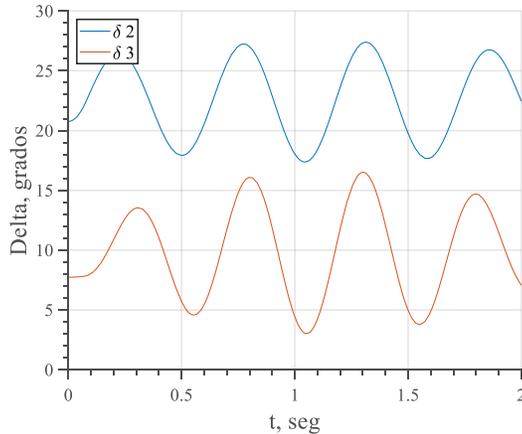


Figura 34. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.08$ seg con OTS y salida de líneas 12 – 13 y 9 – 14 en caso base IEEE 14 barras.

Finalmente, con las Figuras 34 y 35 evaluamos el caso base IEEE 14 barras con contingencias N – 2, OTS y seguido análisis transitorio. Con un tiempo falla 0.08 (ver figura 34) el sistema permanece estable a pesar de la contingencia N – 2 en la que el sistema ha sido inducido. Para el análisis transitorio se asume una falla en la barra 4, para lo cual, el clareo de la línea 2 – 4 es importante para el despeje de la falla. Por lo tanto, de manera gráfica queda demostrado que el sistema IEEE 14 barras presenta márgenes de estabilidad importantes aun cuando este sea sometido a contingencias N – 2.

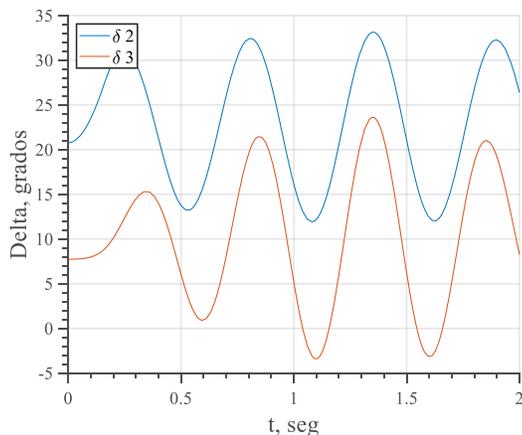


Figura 35. Posición relativa de los rotores tomando el generador 1 como referencia con $t_c = 0.16$ seg con OTS y salida de líneas 12 – 13 y 9 – 14 en caso base IEEE 14 barras.

En la Figura 35 se aumenta el tiempo de falla considerando la salida de operación de las líneas 12 – 13 y 9 – 14. Es importante identificar que el modelo presenta estabilidad angular, por lo que, sus unidades de generación permanecerán en sincronismo aun cuando el sistema eléctrico sea inducido a contingencia N – 2.

Un detalle importante que se debe considerar es que OTS funciona de mejor manera en sistemas robustos, es decir, a medida que OTS cuenta con mayor número de opciones de conmutación puede proporcionar soluciones óptimas para transmitir la máxima potencia desde las unidades de generación hacia las cargas logrando mantener estabilidad frente a fallas transitorias.

6. Conclusiones

El estudio en corriente continua de OPF, OTS y CPF ha permitido evaluar, en dos casos bases IEEE de 9 y 14, el comportamiento de los sistemas eléctricos en estudio frente a contingencias N – 1 y N – 2. Se ha demostrado que sistemas con mayor robustez son más resilientes que en el caso contrario. Es importante la relación que existe entre congestión de líneas de transmisión y estabilidad de voltaje, dado que, si las líneas se congestionan, el margen de cargabilidad en curvas PV también se ve reducido. Esto implica que si una red eléctrica, a pesar de las contingencias experimentadas, puede operar es importante estudiar λ_{max} para poder evaluar hasta que limite puede congestionarse el sistema sin que pierda estabilidad de voltaje. Otro detalle de interés es que la cargabilidad del sistema eléctrico, dado la conmutación de líneas aumentó, lo que, provocó en el sistema IEEE 9 barras la necesidad de sacar carga

(o aumentar generación) para que el modelo converja, sobre todo, con contingencias $N - 2$. Las barras cercanas a las líneas donde se produce la apertura dada una contingencia experimentan un aumento en la magnitud angular debido al incremento del flujo de potencia por ciertas líneas para mantener el balance del sistema eléctrico. El análisis de estabilidad considerando OTS confirma que la óptima conmutación de líneas de transmisión es capaz de mantener estabilidad en las máquinas sincrónicas aun cuando en el sistema eléctrico se experimente fallas transitorias. Un detalle adicional, es que el sistema IEEE 14 barras proporciona mayores opciones de conmutación de líneas de transmisión en OTS, lo que, hace que el sistema eléctrico sea más robusto que el sistema eléctrico IEEE 9 barras. Con la Tabla 16 y 17 se presenta las condiciones iniciales para el caso de estudio base IEEE 9 y 14 barras respectivamente. Finalmente, la metodología propuesta ha sido abordada con el software de optimización GAMS y Matlab con librerías de Matpower 7.1.

7. Trabajos futuros y recomendaciones

Con la finalidad de acercar los resultados a la realidad en futuros trabajos se pretende analizar los sistemas eléctricos que incluyan el estudio de contingencias $N - M$ en flujos óptimos de corriente alterna, conmutación de líneas en sistemas AC, flujos de potencia continuos en AC para análisis de estabilidad de tensión y análisis transitorio multi-máquina.

8. Referencias

[1] J. Pilatásig Lasluisa and D. Carrión, “Resiliencia de Sistemas

Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.

- [2] Z. Jiang, D. Sun, L. Zhao, X. Liu, S. Li, and X. Han, “A new method for reference network considering network topology optimization,” *Proc. - 2017 Chinese Autom. Congr. CAC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1265–1269, 2017.
- [3] L. Wang and H. D. Chiang, “Toward Look-ahead Line Switching for Enhancing Static Voltage Stability,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2019-Augus, pp. 0–4, 2019.
- [4] K. Rojanaworahiran and K. Chayakulkheeree, “Real and Reactive Powers Decomposition Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization,” *Proc. 2019 Int. Conf. Power, Energy Innov. ICPEI 2019*, no. 2, pp. 78–81, 2019.
- [5] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
- [6] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020.
- [7] J. Toctaquiza and D. Carrión, “Estado del arte modelo óptimo de operación posterior a ataques intencionales considerando conmutación de los sistemas de transmisión,” *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 18, no. 2, p. 17, 2021.

- [8] J. Liu, H. Zhang, W. Qiao, and L. Qu, "DC (Optimal) Power Flow-Based Models for Simulation and Mitigation of Overload Cascading Failures," *51st North Am. Power Symp. NAPS 2019*, 2019.
- [9] L. Held, M. Barakat, F. Muller, M. R. Suriyah, and T. Leibfried, "An Optimal Power Flow Algorithm for the Simulation of Energy Storage Systems in Unbalanced Three-Phase Distribution Grids," *UPEC 2020 - 2020 55th Int. Univ. Power Eng. Conf. Proc.*, 2020.
- [10] T. Han, Y. Song, and D. J. Hill, "Ensuring Network Connectedness in Optimal Transmission Switching Problems," *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 7747, no. c, pp. 1–5, 2021.
- [11] J. An, J. Yu, Z. Li, Y. Zhou, and G. Mu, "A Data-driven Method for Transient Stability Margin Prediction Based on Security Region," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 6, pp. 1060–1069, 2020.
- [12] M. Lu, M. Zhou, and Y. Li, "Dynamic economic dispatch of power systems with optimal transmission switching," *2020 IEEE 1st China Int. Youth Conf. Electr. Eng. CIYCEE 2020*, pp. 1–6, 2020.
- [13] T. Lan, G. M. Huang, and Z. Zhou, "The Impact of Grid Uncertainties on Optimal Transmission Switching," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 3179–3184, 2019.
- [14] A. Sabo and N. I. A. Wahab, "Rotor Angle Transient Stability Methodologies of Power Systems: A Comparison," *2019 IEEE Student Conf. Res. Dev. SCOREd 2019*, pp. 1–6, 2019.
- [15] J. An, G. Mu, Z. Li, and D. Liu, "Power system transient stability margin assessment using steady-state information," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, no. 51877034, pp. 642–647, 2019.
- [16] S. Pal, S. Sen, J. Bera, and S. Sengupta, "Network Modeling using Optimal Transmission Switching," pp. 321–324, 2017.
- [17] S. R. Salkuti, "Congestion Management Using Optimal Transmission Switching," *IEEE Syst. J.*, vol. 12, no. 4, pp. 3555–3564, Dec. 2018.
- [18] M. Flores, R. Romero, and J. F. Franco, "An analysis of the optimal switching problem in transmission systems," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–5, 2017.
- [19] D. Sun, X. Liu, Y. Wang, and B. Yang, "Robust Optimal Power Flow with Transmission Switching," in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2017, pp. 416–421.
- [20] T. W. K. Mak, P. Van Hentenryck, and I. A. Hiskens, "A nonlinear optimization model for transient stable line switching," *Proc. Am. Control Conf.*, pp. 2085–2092, 2017.
- [21] A. Sánchez and D. Carrión, "Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2017.
- [22] D. Carrión, J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, G. J. Lopez, and H. A. Cardona, "Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-

- Grids,” *2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 1–6, 2017.
- [23] T. M. Mohan and T. Nireekshana, “A Genetic Algorithm for Solving Optimal Power Flow Problem,” *Proc. 3rd Int. Conf. Electron. Commun. Aerosp. Technol. ICECA 2019*, pp. 1438–1440, 2019.
- [24] D. Carrión and J. W. González, “Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia,” *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.
- [25] M. Khanabadi, Y. Fu, and C. Liu, “Decentralized transmission line switching for congestion management of interconnected power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 5902–5912, 2018.
- [26] R. Funes, E. Barocio, R. J. Betancourt, J. J. Ramos, and I. Reyes, “Identification of costly contingencies by Transient Stability-constrained Optimal Power Flow,” *2016 IEEE 36th Cent. Am. Panama Conv. CONCAPAN 2016*, pp. 8–13, 2016.
- [27] D. Carrion, A. Ayo, and J. W. Gonzalez, “Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model,” *Proc. - 2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2019*, pp. 361–365, 2019.
- [28] A. K. Yadav and V. Mahajan, “Reliability Improvement of Power System Network with Optimal Transmission Switching,” *2019 IEEE 1st Int. Conf. Energy, Syst. Inf. Process. ICESIP 2019*, 2019.
- [29] S. Pinzón, D. Carrión, 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.
- [30] W. E. Brown and E. Moreno-Centeno, “Transmission-Line Switching for Load Shed Prevention via an Accelerated Linear Programming Approximation of AC Power Flows,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 4, pp. 2575–2585, 2020.
- [31] D. Carrión, J. W. González, I. A. Isaac, and G. J. López, “Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2017, p. 6.
- [32] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [33] Eleschová, A. Beláň, B. Cintula, J. Bendík, and M. Cenký, “Smart Grids analysis - View of the transmission systems voltage stability,” *2018 19th Int. Sci. Conf. Electr. Power Eng. EPE 2018 - Proc.*, pp. 1–6, 2018.
- [34] I. Campaña and D. Carrión, “Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1,” Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [35] I. Nassar, I. Elsayed, and M. Abdella, “Optimization and Stability Analysis of Offshore Hybrid Renewable Energy Systems,” *2019 21st Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2019 - Proc.*, pp. 583–588, 2019.
- [36] K. N. Pranami and V. B. Pandya,

- “Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow Study Based on P-Index,” *IEEE Int. Conf. Intell. Tech. Control. Optim. Signal Process. INCOS 2019*, 2019.
- [37] J. Ramirez, D. Carrión, and E. Inga, “Compensación reactiva en redes eléctricas de transmisión basado en programación no lineal considerando ubicación óptima de SVC,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. February, 2021.
- [38] X. Li, Z. Li, L. Guan, L. Zhu, and F. Liu, “Review on Transient Voltage Stability of Power System,” *iSPEC 2020 - Proc. IEEE Sustain. Power Energy Conf. Energy Transit. Energy Internet*, pp. 940–947, 2020.
- [39] F. Ebrahimzadeh, M. Adeen, and F. Milano, “On the Impact of Topology on Power System Transient and Frequency Stability,” *Proc. - 2019 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2019 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC/I CPS Eur. 2019*, 2019.
- [40] T. Lan, W. Wang, and G. M. Huang, “A critical switching flow index for transient stability assessment in smart grid topology control,” *2016 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2016*, 2016.
- [41] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [42] D. Carrión, E. Correa, and E. M. Garcia, “Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo,” *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Technol. Inf.*, no. E30, p. 241 527, 2019.
- [43] O. Samuelsson, S. Lindahl, P. Kundur, J. Paserba, V. Vittal, and T. T. Force, “Definition and Classification of Power System Stability,” *Ieee Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 1, pp. 446–447, 2006.
- [44] S. S. Asghari, P. Rabbanifar, S. A. Asghari, and D. Azizi, “A multi-objective optimal power flow model for transient and voltage stability improvement,” *2017 IEEE 7th Int. Conf. Power Energy Syst. ICPES 2017*, vol. 2017-Decem, pp. 80–84, 2017.
- [45] M. Chheng and A. C. Nerves, “A regression model-based approach to fast contingency screening for transient stability,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 869–872, 2017.
- [46] D. Carrión, J. W. González, G. J. López, and I. A. Isaac, “Alternative fault detection method in electrical power systems based on ARMA model,” *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, 2019.
- [47] R. T. F. A. King, X. Tu, L. A. Dessaint, and I. Kamwa, “Multi-contingency transient stability-constrained optimal power flow using multilayer feedforward neural networks,” *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, vol. 2016-Octob, pp. 3–8, 2016.
- [48] M. Al-Sarray, H. Mhiesan, M. Saadeh, and R. McCann, “A Probabilistic Approach for Transient Stability Analysis of Power Systems with Solar Photovoltaic Energy Sources,” *IEEE Green Technol. Conf.*, vol. 2016-April, pp. 159–163, 2016.
- [49] D. Carrión, A. Ayo, and J. W.

- González, “Alternative Under Frequency Load Disconnection Methodology Based on Semi-Adaptative Model,” *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 1, pp. 96–107, 2020.
- [50] P. Dehghanian, S. Aslan, and P. Dehghanian, “Quantifying power system resiliency improvement using network reconfiguration,” *Midwest Symp. Circuits Syst.*, vol. 2017-Augus, pp. 1364–1367, 2017.
- [51] L. Tang and W. Sun, “An Automated Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Trajectory Sensitivity Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 590–599, 2017.
- [52] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*. 2019.
- [53] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. Gonzalez, “Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria,” in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed. Springer, 2021, pp. 266–279.
- [54] P. Masache and D. Carrión, “Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [55] D. Carrión, J. Francisco, and M. Paul, “Revisión para la restauración óptima de la operación del sistema eléctrico basado en criterios de calidad de energía y estabilidad,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, p. 9, 2021.
- [56] D. Carrion and J. W. Gonzalez, “Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency,” in *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, 2018, no. 1, pp. 165–170.

8.1 Matriz de estado de arte

Tabla 16. Matriz del estado del arte.

| METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS N-M | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|-------------|----------|------------------------|--------------|------------------------|---|--------------------|---------------|-------------------------|----------------------------|-----------|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------|--------------|-----|--------------------|-----|--------|--------|----------------------------|------------------|---|
| DATOS | | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | |
| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | PAÍS | CITAS | Congestión conductores | Optimización | Estabilidad de Voltaje | Contingencia | Commutación óptima | Multiobjetivo | Mín. costos transmisión | MILP | Topología | Potencia de transmisión | Potencia de generación | Margen de estabilidad | Red neuronal | MIP | DC-AC OPF | OTS | DC-OPF | DC-OTS | Flujo de potencia continuo | Topología óptima | |
| 1 | 2021 | Ensuring Network Connectedness in Optimal Transmission Switching Problems | China | 0 | ☒ | | | | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | | | ☒ | ☒ | |
| 2 | 2021 | Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria | Switzerland | 0 | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | | ☒ |
| 3 | 2021 | Revisión para la restauración óptima de la operación del sistema eléctrico basado en criterios de calidad de energía y estabilidad | Panamá | 0 | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | |
| 4 | 2020 | An Optimal Power Flow Algorithm for the Simulation of Energy Storage Systems in Unbalanced Three-Phase Distribution Grids | Germany | 2 | ☒ | ☒ | | | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | |
| 5 | 2020 | Transmission-Line Switching for Load Shed Prevention via an Accelerated Linear Programming Approximation of AC Power Flows | México | 4 | | | ☒ | | | | ☒ | | | ☒ | | | | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | |
| 6 | 2020 | Review on Transient Voltage Stability of Power System | China | 0 | | ☒ | | | ☒ | | | | | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | ☒ | | | | ☒ |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------|---|----------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|
| 7 | 2020 | A Data-driven Method for Transient Stability Margin Prediction Based on Security Region | China | 0 | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | | | | | |
| 8 | 2020 | Dynamic economic dispatch of power systems with optimal transmission switching | China | 0 | ✗ | | ✗ | | | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | | |
| 9 | 2019 | Toward Look-ahead Line Switching for Enhancing Static Voltage Stability | China | 0 | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | ✗ |
| 10 | 2019 | Real and Reactive Powers Decomposition Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization | Thailand | 0 | | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | | | ✗ |
| 11 | 2019 | DC (Optimal) Power Flow-Based Models for Simulation and Mitigation of Overload Cascading Failures | USA | 0 | | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | | |
| 12 | 2019 | A Genetic Algorithm for Solving Optimal Power Flow Problem | India | 5 | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | ✗ | | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | ✗ |
| 13 | 2019 | Reliability Improvement of Power System Network with Optimal Transmission Switching | India | 3 | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | ✗ | | | ✗ | ✗ | | | ✗ | ✗ | | ✗ | ✗ |
| 14 | 2019 | Optimization and Stability Analysis of Offshore Hybrid Renewable Energy Systems | Egypt | 1 | | ✗ | ✗ | | ✗ | ✗ | | | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | ✗ | ✗ |
| 15 | 2019 | Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow Study Based on P-Index | India | 0 | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | | ✗ |
| 16 | 2019 | On the Impact of Topology on Power System Transient and Frequency Stability | Ireland | 3 | ✗ | ✗ | | | ✗ | | ✗ | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | ✗ | | | |
| 17 | 2019 | The Impact of Grid Uncertainties on Optimal Transmission Switching | USA | 1 | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | |
| 18 | 2019 | Rotor Angle Transient Stability Methodologies of Power Systems: A Comparison | Malaysia | 3 | | | ✗ | ✗ | | ✗ | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | | | ✗ | | ✗ |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------|---|-----------|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 19 | 2019 | Power System Optimization Modeling in GAMS | Ireland | 165 | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ |
| 20 | 2019 | Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias | Ecuador | 6 | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ | | | ✗ | | ✗ | | ✗ |
| 21 | 2019 | Power system transient stability margin assessment using steady-state information | China | 0 | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | | | ✗ |
| 22 | 2018 | Decentralized transmission line switching for congestion management of interconnected power systems | USA | 14 | | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | | | | ✗ |
| 23 | 2018 | Network modeling using optimal transmission switching | India | 3 | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | |
| 24 | 2018 | Smart Grids analysis - View of the transmission systems voltage stability | Slovakia | 10 | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | ✗ | ✗ | | | | |
| 25 | 2018 | Congestion management using optimal transmission switching | Sur Korea | 27 | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | |
| 26 | 2018 | Optimal PMU location in electrical power systems under N-1 contingency | Ecuador | 17 | | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | | | ✗ | | | | ✗ |
| 27 | 2017 | A new method for reference network considering network topology optimization | China | 0 | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ |
| 28 | 2017 | An analysis of the optimal switching problem in transmission systems | Brazil | 5 | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ |
| 29 | 2017 | Robust optimal power flow with transmission switching | China | 11 | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ | ✗ | | ✗ | | ✗ | ✗ | | | | ✗ |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------|---|-------------|-----------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---|
| 30 | 2017 | A nonlinear optimization model for transient stable line switching | USA | 5 | ✘ | | | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | | | | | ✘ | | | | | | |
| 31 | 2017 | A multi-objective optimal power flow model for transient and voltage stability improvement | Iran | 2 | ✘ | | | ✘ | | | ✘ | ✘ | | ✘ | | ✘ | | | | ✘ | | | | | |
| 32 | 2017 | A regression model-based approach to fast contingency screening for transient stability | Philippines | 3 | | ✘ | | | ✘ | | ✘ | ✘ | | | ✘ | | | | ✘ | | ✘ | ✘ | | ✘ | |
| 33 | 2017 | Quantifying power system resiliency improvement using network reconfiguration | USA | 42 | | ✘ | | | ✘ | | | | ✘ | | | ✘ | | | | | ✘ | | | ✘ | |
| 34 | 2017 | An Automated Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Trajectory Sensitivity Analysis | USA | 21 | ✘ | | | ✘ | | ✘ | | ✘ | ✘ | ✘ | | | | | ✘ | | | ✘ | | ✘ | |
| 35 | 2016 | Identification of costly contingencies by Transient Stability-constrained Optimal Power Flow | Mexico | 0 | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | | ✘ | | | | ✘ | |
| 36 | 2016 | A critical switching flow index for transient stability assessment in smart grid topology control | USA | 8 | ✘ | | | ✘ | ✘ | ✘ | | | ✘ | | ✘ | ✘ | ✘ | | | | ✘ | | | ✘ | ✘ |
| 37 | 2016 | Multi-contingency transient stability-constrained optimal power flow using multilayer feedforward neural networks | Canada | 5 | ✘ | | | ✘ | | ✘ | ✘ | | ✘ | | ✘ | ✘ | ✘ | | | | ✘ | | | ✘ | ✘ |
| 38 | 2016 | A Probabilistic Approach for Transient Stability Analysis of Power Systems with Solar Photovoltaic Energy Sources | USA | 3 | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | | ✘ | ✘ | ✘ | | | ✘ | | | ✘ | |
| 39 | 2006 | Definition and Classification of Power System Stability | USA | 3585 | | | ✘ | | ✘ | ✘ | | | ✘ | | ✘ | | | | ✘ | ✘ | | | ✘ | ✘ | |
| | | | | CANTIDAD: | 20 | 18 | 16 | 18 | 17 | 17 | 23 | 14 | 18 | 18 | 21 | 15 | 11 | 22 | 17 | 12 | 16 | 14 | 10 | 17 | |

8.2 Resumen de Indicadores

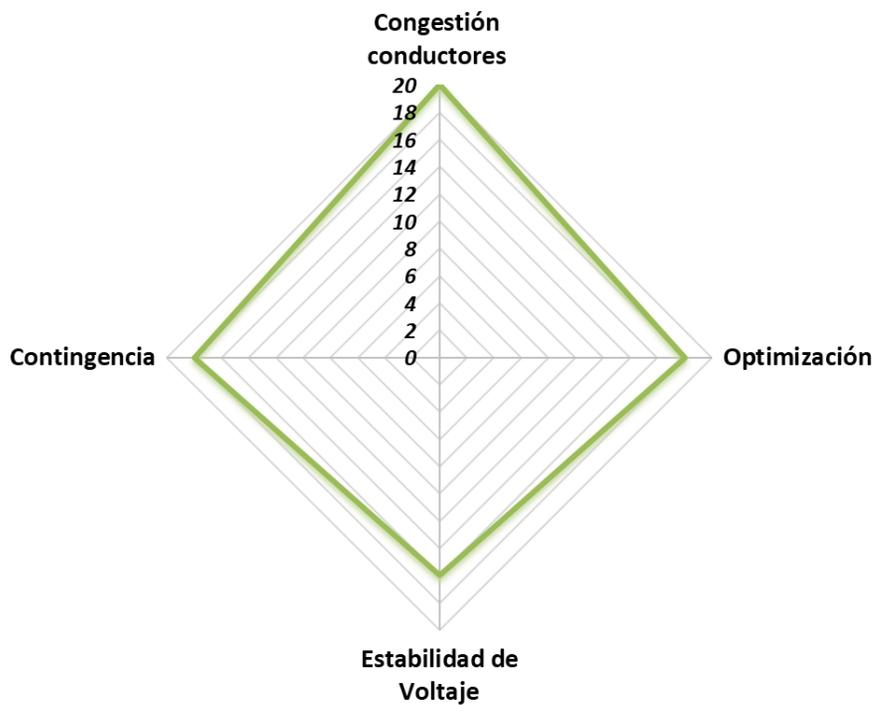


Figura 36. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

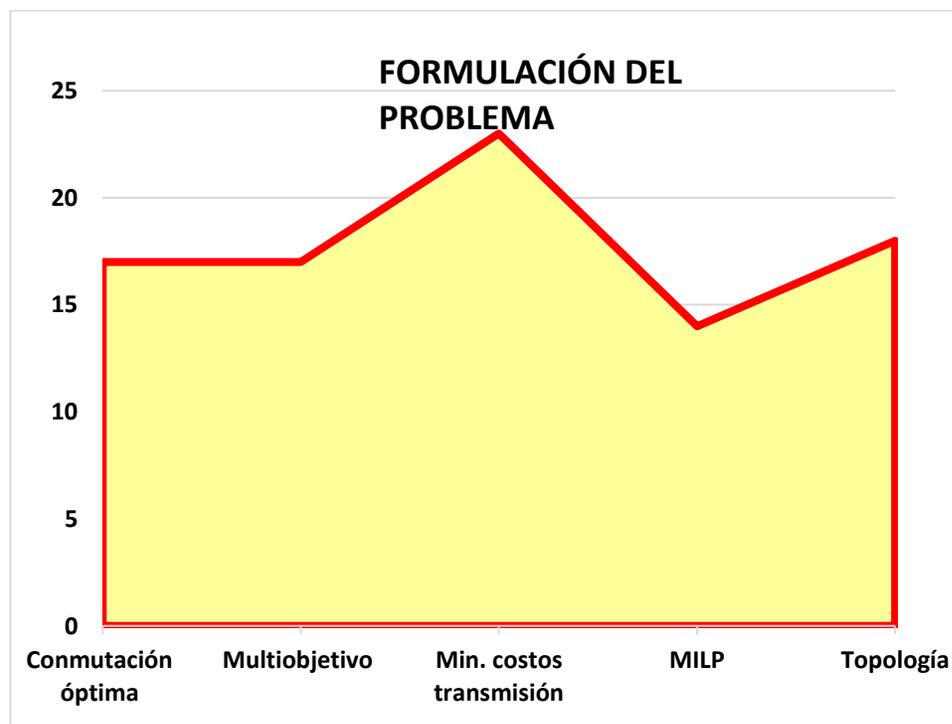


Figura 37. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

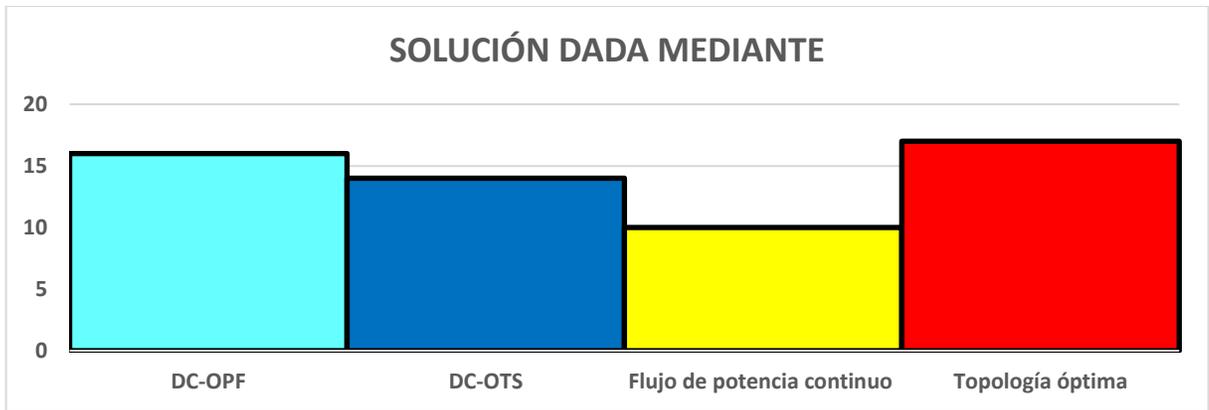


Figura 38. Indicador de solución - Estado del arte

9. Anexos

Tabla 17. Datos de red eléctrica IEEE 9 barras.

| i | j | $r(pu)$ | $x(pu)$ | $b(pu)$ | Potencia (MVA) | Bus | Carga (MW) | Carga (MVar) | Gen (MW) | Costo | |
|-------|-----|---------|---------|---------|----------------|-----|------------|--------------|----------|-------|--|
| 1 | 4 | 0.0000 | 0.0576 | 0.0000 | 250 | 1 | | | 71.63 | 5.00 | |
| 4 | 5 | 0.0170 | 0.0920 | 0.1580 | 250 | 2 | | | 163 | 1.20 | |
| 5 | 6 | 0.0390 | 0.1700 | 0.3580 | 150 | 3 | | | 85 | 1.00 | |
| 3 | 6 | 0.0000 | 0.0586 | 0.0000 | 300 | 4 | | | | | |
| 6 | 7 | 0.0119 | 0.1008 | 0.2090 | 150 | 5 | 125 | 50 | | | |
| 7 | 8 | 0.0085 | 0.0720 | 0.1490 | 250 | 6 | | | | | |
| 8 | 2 | 0.0000 | 0.0625 | 0.0000 | 250 | 7 | 90 | 30 | | | |
| 8 | 9 | 0.0320 | 0.1610 | 0.3060 | 250 | 8 | | | | | |
| 9 | 4 | 0.0100 | 0.0850 | 0.1760 | 250 | 9 | 100 | 35 | | | |
| Total | | | | | | | 315 | 115 | 319.63 | | |

Tabla 18. Datos de red eléctrica IEEE 14 barras

| i | j | $r(pu)$ | $x(pu)$ | $b(pu)$ | Potencia (MVA) | Bus | Carga (MW) | Carga (MVar) | Gen (MW) | Costo | |
|-------|-----|---------|---------|---------|----------------|-----|------------|--------------|----------|-------|--|
| 1 | 2 | 0.01938 | 0.05916 | 0.0264 | 200 | 1 | 0 | 0 | 232.4 | 1.20 | |
| 1 | 5 | 0.05403 | 0.22300 | 0.0246 | 100 | 2 | 21.7 | 12.7 | 18.3 | 5 | |
| 2 | 3 | 0.04699 | 0.19794 | 0.0219 | 100 | 3 | 94.2 | 19 | | | |
| 2 | 4 | 0.05811 | 0.17628 | 0.0187 | 100 | 4 | 47.8 | 3.9 | | | |
| 2 | 5 | 0.05695 | 0.17384 | 0.0173 | 100 | 5 | 7.6 | 1.6 | | | |
| 3 | 4 | 0.06701 | 0.17099 | 0.0064 | 50 | 6 | 11.2 | 7.5 | 11.2 | 1 | |
| 4 | 5 | 0.01335 | 0.04209 | 0.0000 | 100 | 7 | 0 | 0 | | | |
| 4 | 7 | 0.00000 | 0.20900 | 0.0000 | 50 | 8 | 0 | 0 | | | |
| 4 | 8 | 0.00000 | 0.55618 | 0.0000 | 50 | 9 | 29.5 | 16.6 | | | |
| 5 | 6 | 0.00000 | 0.25020 | 0.0000 | 100 | 10 | 9 | 5.8 | | | |
| 6 | 11 | 0.09498 | 0.19887 | 0.0000 | 50 | 11 | 3.5 | 1.8 | | | |
| 6 | 12 | 0.12291 | 0.25575 | 0.0000 | 20 | 12 | 6.1 | 1.6 | | | |
| 6 | 13 | 0.06615 | 0.13024 | 0.0000 | 50 | 13 | 13.5 | 5.8 | | | |
| 7 | 8 | 0.00000 | 0.17615 | 0.0000 | 50 | 14 | 14.9 | 5 | | | |
| 7 | 9 | 0.00000 | 0.11000 | 0.0000 | 50 | | | | | | |
| 9 | 10 | 0.03181 | 0.08448 | 0.0000 | 20 | | | | | | |
| 9 | 14 | 0.12711 | 0.27033 | 0.0000 | 20 | | | | | | |
| 10 | 11 | 0.08205 | 0.19202 | 0.0000 | 20 | | | | | | |
| 12 | 13 | 0.22092 | 0.19985 | 0.0000 | 20 | | | | | | |
| 13 | 14 | 0.17093 | 0.34795 | 0.0000 | 20 | | | | | | |
| Total | | | | | | | 259 | 81.3 | 272.4 | | |