

**DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO
CONTINGENCIAS N-1**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO
CONTINGENCIAS N-1**

**AUTOR:
ISRAEL FERNANDO CAMPAÑA LÓPEZ**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, Febrero 2021

ISRAEL FERNANDO CAMPAÑA LÓPEZ

DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO CONTINGENCIAS N-1

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



ISRAEL FERNANDO CAMPAÑA LÓPEZ (Y'1991 – M'08). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico “San José” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1.
icampana@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA (Y'1981- SM'12). Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de Doctor en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana - Medellín Colombia. Es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador. En la actualidad es miembro del Grupo de Investigación Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).

dcarrion@ups.edu.ec.

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

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO CONTINGENCIAS N-1* realizado por ISRAEL FERNANDO CAMPAÑA LÓPEZ, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, Febrero de 2021



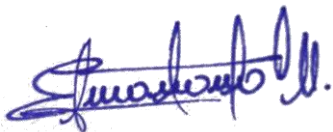
.....
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA
C.C.: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, ISRAEL FERNANDO CAMPAÑA LÓPEZ, con documento de identificación N° 1722001672, 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: *DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO CONTINGENCIAS N-1*, 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, Febrero de 2021



.....
ISRAEL FERNANDO CAMPAÑA LÓPEZ

C.C.: 1722001672

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco Teórico.....	5
2.1	Estabilidad Angular.....	5
2.2	Clasificación de la Estabilidad Angular	5
2.2.1	Estabilidad No Oscilatoria de pequeña señal	5
2.2.2	Estabilidad Oscilatoria de pequeña señal	5
2.2.3	Estabilidad transitoria.....	6
2.3	Margen de Estabilidad.....	6
2.3.1	Ecuación de Oscilación	7
2.3.2	Curva P- δ	8
2.4	Contingencia N-1	10
2.5	Flujo Óptimo de Potencia.....	10
2.5.1	Flujo Óptimo de Potencia en DC	11
3	Metodología y Formulación del Problema.....	12
3.1	Modelo de prueba IEEE de 9 barras	12
4	Análisis de Resultados	13
5	Conclusiones	22
5.1	Trabajos Futuros	23
6	Referencias	23
6.1	Matriz de Estado del Arte	27
6.2	Resumen de Indicadores	30
6.3	Anexos	32

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación de un SEP para análisis de estabilidad angular.	4
Figura 2. Clasificación de estabilidad angular.	5
Figura 3. Métodos de análisis de TSI.	6
Figura 4. Métodos de análisis de TSA.	6
Figura 5. Curva P- δ	9
Figura 6. Curva P- δ para un sistema eléctrico perturbado.	10
Figura 7. Modelo IEEE de 9 barras.	12
Figura 8. Ángulo de los rotores en Estado Estacionario.	13
Figura 9. Velocidad Angular en Estado Estacionario.	14
Figura 10. Oscilación angular contingencia N-1 en LT1.	14
Figura 11. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT1.	14
Figura 12. Oscilación angular contingencia N-1 en LT2.	15
Figura 13. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT2.	15
Figura 14. Oscilación angular contingencia N-1 en LT3.	15
Figura 15. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT3.	15
Figura 16. Oscilación angular contingencia N-1 en LT4.	16
Figura 17. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT4.	16
Figura 18. Oscilación angular contingencia N-1 en LT5.	16
Figura 19. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT5.	16
Figura 20. Oscilación angular contingencia N-1 en LT6.	17
Figura 21. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT6.	17
Figura 22. Contingencia N-1 en LT1.	17

Figura 23. Contingencia N-1 en LT2.	18
Figura 24. Contingencia N-1 en LT3.	18
Figura 25. Contingencia N-1 en LT4.	18
Figura 26. Contingencia N-1 en LT5.	18
Figura 27. Contingencia N-1 en LT6.	18
Figura 28. Oscilación angular contingencia N-1 en carga A.	19
Figura 29. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en carga A.....	19
Figura 30. Oscilación angular contingencia N-1 en carga B.	19
Figura 31. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en carga B.....	19
Figura 32. Oscilación angular contingencia N-1 en carga C.	20
Figura 33. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en carga C.....	20
Figura 34. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en carga A.....	20
Figura 35. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en carga B.	20
Figura 36. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en carga C.	21
Figura 37. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT1.....	21
Figura 38. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT2.....	21
Figura 39. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT3.....	21
Figura 40. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT4.....	21
Figura 41. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT5.....	21
Figura 42. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT6.....	22
Figura 43. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte.....	30
Figura 44. Indicador de formulación del problema – Estado del arte.....	30
Figura 45. Indicador de la solución – Estadodel arte.	31

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Solución de DC-OPF.	22
Tabla 2: Matriz de estado del arte.	27
Tabla 3: Coeficientes de costo de combustibles.	32
Tabla 4: Impedancias de líneas de transmisión.	32
Tabla 5: Datos de las unidades de generación.	32

DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO CONTINGENCIAS N-1

Resumen

El presente artículo propone una metodología heurística, para determinar el margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1, con el objetivo de mejorar las condiciones de operación y seguridad de los sistemas eléctricos, además da a conocer los límites de operación estable o de sincronismo luego de que el sistema eléctrico ha sufrido una perturbación, así este estudio permite garantizar las acciones de control adecuadas frente a contingencias N-1. Para este estudio se han considerado contingencias en las líneas de transmisión y también en las cargas del sistema, de tal manera que se han evaluado varios escenarios posibles para determinar el margen de estabilidad angular. La metodología y formulación del problema puede ser aplicado para cualquier modelo de estudio de sistemas eléctricos multimáquina que no considere PSS sobre sus unidades de generación. Esta estimación se efectuó sobre el modelo de prueba de 9 barras del IEEE, donde se logró cuantificar la variación angular en el dominio del tiempo, cuyos cálculos también se pudieron comprobar en simulaciones y de esta manera se logra evidenciar la validez del método propuesto, el cual permitió calcular el margen de estabilidad definido por $0^\circ \leq \delta \leq 83^\circ$.

Palabras Clave: Estabilidad Angular, Flujos Óptimos de Potencia, Sistemas Eléctricos de Potencia, Contingencia N-1, Margen de Estabilidad Angular.

Abstract

This article proposes a heuristic methodology to determine the angular stability margin of electrical power systems considering N-1 contingencies, with the aim of improving the operating and safety conditions of electrical power systems, in addition to knowing the limits of stable or synchronous operation after the electrical system has suffered a disturbance, thus this study allows to guarantee adequate control actions against N-1 contingencies. For this study, contingencies have been considered in the transmission lines and also in the loads of the system, in such a way that several possible scenarios have been evaluated to determine the angular stability margin. The methodology and formulation of the problem can be applied to any study model of multi-machine electrical systems that does not include PSS over generation units. This estimation was carried out on the 9 bus IEEE test model, where it was possible to quantify the angular variation in the time domain, whose calculations could also be verified in the simulations and in this way it was possible to demonstrate the validity of the proposed method, which one allowed calculating the stability margin defined by $0^\circ \leq \delta \leq 83^\circ$.

Keywords: Angular Stability, Optimal Power Flow, Electrical Power System, N-1 contingency, Angular Stability Margin.

1 Introducción

Los generadores sincrónicos o alternadores son máquinas eléctricas consideradas como las principales productoras de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) y por esta razón tienen una estrecha relación con la estabilidad de los sistemas. En los SEP se estudian diferentes tipos de estabilidad, como: estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y estabilidad angular. En la actualidad los sistemas eléctricos operan muy cerca de los límites de estabilidad esto se debe al constante cambio de la demanda de electricidad y de la estructuración del propio sistema lo cual incrementa las probabilidades de fenómenos que provocan inestabilidad [1]–[4].

En los SEP la estabilidad angular es un tema de gran importancia debido a que su análisis permite conocer la habilidad del sistema para operar en sincronismo, es decir la capacidad del sistema para mantener el balance del torque de las máquinas sincrónicas, pero un sistema eléctrico está sujeto a experimentar distintos tipos de perturbaciones o contingencias donde evaluar la estabilidad es fundamental para maximizar la confiabilidad y correcto funcionamiento de todo el sistema [5]–[7].

Debido al comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos, estos tienen que ser diseñados para adaptarse a distintos escenarios durante su operación como perturbaciones, pérdidas o cambios en la carga, pérdidas de generación, entre otras, con un buen diseño lo que se desea es prevenir un colapso del SEP de tal manera que el sistema continúe

funcionando satisfactoriamente y dentro de los límites de seguridad, además cumpliendo con las características técnicas-comerciales esenciales que hacen parte de la calidad del servicio suministrado cuyos parámetros se evalúan en función a la continuidad, estabilidad, confiabilidad y buen precio pero que a pesar de las consideraciones puntuales de confiabilidad y seguridad los SEP no pueden ser enteramente inmunes a todos los eventos que pueden ocurrir en él [8]–[11].

La inestabilidad angular puede ser provocada por una pequeña perturbación o una falla de grandes proporciones en el sistema eléctrico, para este estudio las perturbaciones o fallas serán denominadas como oscilaciones críticas locales dado que el análisis se lleva a cabo en un SEP aislado y no interconectado con otras áreas. Cuando una perturbación afecta al sistema se espera contiguamente que los ángulos de los rotores de las máquinas sincrónicas inicien a oscilar hasta estabilizarse de nuevo, pero si esto no sucede las protecciones de los generadores sincrónicos actúan, pudiendo de esta manera iniciarse eventos en cadena y el sistema entraría en riesgo de colapso. El estudio de estas oscilaciones es fundamental para desarrollar la planificación operacional y el control del sistema eléctrico ya que si el operador conoce de antemano el comportamiento angular puede tomar acciones para evitar un apagón general [2], [12], [13].

Para evaluar la estabilidad en generadores sincrónicos en el dominio del tiempo se deben considerar sus señales asociadas, como lo son: ángulos de los rotores $\delta(t)$, velocidad angular de los

rotores $\omega(t)$ y la potencia de los generadores $P(t)$ [14]. Además se debe tomar en cuenta la carga inicial de los generadores antes de que ocurra una contingencia ya que este es un dato relevante que afecta directamente al margen de estabilidad y al modelo de despacho económico basado en un flujo óptimo de potencia (OPF) [15]–[19].

La influencia de las contingencias sobre la estabilidad de los sistemas eléctricos tradicionalmente se analizan en el dominio del tiempo y se puede aplicar en cualquier modelo de sistema eléctrico. El estudio de contingencias sugiere que la amortiguación de las oscilaciones permiten anticipar si la operación del sistema es segura o traerá consigo problemas de estabilidad [20], [21].

Para introducir el concepto de margen de estabilidad angular es necesario atribuir algunas interpretaciones al criterio de igualdad de áreas (EAC) cuyo método gráfico permite obtener datos relevantes, tanto en estado estable como en estado transitorio. La importancia radica en el reconocimiento de las zonas de acumulación de energía cinética por parte del rotor y las zonas de disipación de energía potencial por parte del sistema eléctrico en el período posterior a una contingencia mismas que se conocen como zonas de aceleración y desaceleración respectivamente [9], [10], [22]–[26].

En [2], se plantea un OPF con restricción de estabilidad transitoria (TSC-OPF), lo cual es un problema de optimización no lineal que responde a ecuaciones algebraicas y diferenciales, esta investigación se apoya en el uso de redes neuronales artificiales (ANN), un algoritmo competitivo imperialista (ICA)

y usa la técnica convencional para resolver un OPF de manera que calcula índices de estabilidad angular considerando algunas condiciones de falla.

En [5], a partir de los datos adquiridos de una unidad de medición fasorial (PMU) se propone un modelo empírico para construir la reactancia dinámica síncrona de los alternadores, entonces se puede determinar el ángulo del rotor en función de los fasores de voltaje y corriente.

En [12], se presenta una técnica de estimación rápida en línea utilizando ADALINE la cual es una neurona lineal adaptativa que permite estimar los coeficientes de par y de amortiguamiento a partir de mediciones obtenidas del monitoreo del sistema como la desviación angular, velocidad angular y torque, esta técnica se caracteriza por tener cálculos simples de procesar, además que se cuantifican en el dominio del tiempo.

En [22], se aplican métodos clásicos para medir la desviación angular en el dominio del tiempo, la novedad es la utilización del método Equivalente de Máquina Única (SIME) cuya ventaja es la de simplificar el sistema eléctrico, se analiza a través de ecuaciones diferenciales, algunos coeficientes de criticidad y la clasificación de las máquinas sincrónicas en críticas y no críticas. Este estudio se implementó en el modelo IEEE de 9 barras.

En [27], la estimación del comportamiento angular se basa en un modelo de red de creencias profundas (DBN) y la técnica de memoria a largo y corto plazo (LSTM). DBN es un modelo utilizado para analizar estabilidad transitoria en espacio de representación

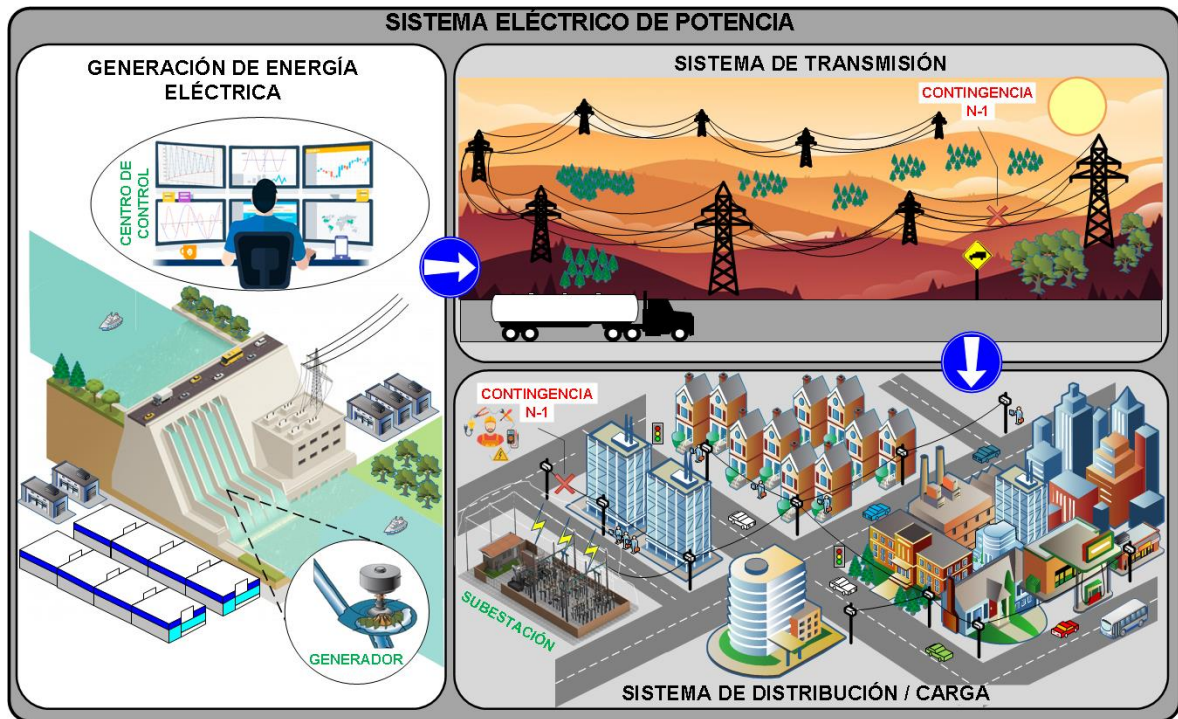


Figura 1. Representación de un SEP para análisis de estabilidad angular.

de baja dimensión y evaluarlo de forma preliminar, mientras que LSTM se basa en la extracción de ciertas características del comportamiento de los ángulos del rotor por períodos de tiempo prolongados, adquiere muestras de inestabilidad y realiza predicciones de la trayectoria angular.

En [28], se propone una técnica de monitoreo de estabilidad angular a través de medición fasorial por sensor (PMS) y una técnica de retención de estabilidad angular basada en control optimizado de algoritmo genético topológico (TGA) de microredes, cuyo modelo ofrece una buena estimación del comportamiento angular y tienen la ventaja de ser implementado en sistemas eléctricos existentes lo cual ofrece mayor flexibilidad para la operación desde un centro de control.

El presente trabajo propone un estudio para determinar el margen de estabilidad angular, haciendo énfasis en el valor del ángulo de los generadores sincrónicos para que un sistema eléctrico permanezca en estado estable considerando la presencia de contingencias N-1 no programadas. Se utilizará un modelo heurístico que permita establecer un OPF y cuantificar el comportamiento del sistema en el dominio del tiempo. Esta investigación considera como contingencias N-1 dos escenarios posibles, los cuales son pérdidas de líneas de transmisión ó pérdidas de carga. Los casos de estudio se implementarán en el modelo de prueba IEEE de 9 barras, en cada caso se sufre la pérdida de un solo elemento y se observará la afectación en el comportamiento angular a través de un estudio de respuesta de estabilidad angular entre los generadores del SEP. En

este estudio no se considera control sobre los generadores (PSS).

La estructura de este documento se presenta de la siguiente manera. Sección I: Se muestra la introducción, criterios y modelos relacionados al estudio de la estabilidad angular en sistemas eléctricos. Sección II: Se muestra el marco teórico y conceptos para el estudio de estabilidad angular. Sección III: Se muestra la metodología, formulación del problema y su implementación en sistema eléctrico de prueba IEEE de 9 barras. Sección IV: Se muestra el resultado y su respectivo análisis en base al modelo propuesto. Sección V: Se muestran las conclusiones y trabajos futuros. Por último en la Sección VI: Se muestran las referencias y los anexos de esta investigación.

2 Marco Teórico

2.1 Estabilidad Angular

La estabilidad angular se define como la capacidad de un sistema eléctrico para mantener sincronismo entre sus alternadores o generadores de corriente alterna posterior a una perturbación, aquí el sistema eléctrico tiene la capacidad de regresar a la condición de estabilidad después de ocurrida una contingencia leve o grave [7].

En los SEP este tipo de estabilidad está relacionada a la separación angular que existe entre los distintos puntos del sistema, de manera que la pérdida de sincronismo puede suscitarse entre un generador y el resto del SEP ó entre grupos de máquinas generadoras, esto dependerá de la habilidad de equilibrar el torque mecánico (T_m) y el torque electromagnético (T_e) de cada generador de corriente alterna que forma parte del sistema. Si una contingencia altera el

equilibrio, el resultado se refleja en una aceleración de los rotores de los generadores si: $T_m > T_e$ ó desaceleración si: $T_e > T_m$. En estado estable T_m y T_e están equilibrados por lo tanto la velocidad de los rotores permanece constante [29]–[31].

2.2 Clasificación de la Estabilidad Angular

Según la magnitud de las perturbaciones, es necesario clasificar la estabilidad angular de la siguiente manera:

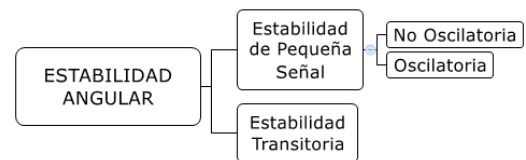


Figura 2. Clasificación de estabilidad angular.

2.2.1 Estabilidad No Oscilatoria de pequeña señal

También conocida como estabilidad de pequeña perturbación ó estabilidad estática angular (steady state), hace referencia a la capacidad del sistema de potencia para mantenerse en sincronismo bajo perturbaciones muy pequeñas, inclusive sin la necesidad de intervención del operador, el sistema puede recuperar su estado estable por sí solo ó el cambio de estado hacia la inestabilidad puede tomar varios minutos. Una perturbación no significativa puede ser la variación normal de carga del sistema, es decir que no existen eventos grandes [7], [32], [33].

2.2.2 Estabilidad Oscilatoria de pequeña señal

La estabilidad oscilatoria de pequeña señal es un caso crítico, pero solo puede ocurrir bajo un conjunto de contingencias creíbles y se suman de manera simultánea

otras condiciones de operación que también resulten posibles, tal que, el sistema no sea capaz de amortiguar las oscilaciones y colapse, la inestabilidad total puede suscitarse en contados segundos. La criticidad del estado oscilatorio se debe a las oscilaciones posteriores al período transitorio cuyo comportamiento es de amplitud creciente de manera que se consideran de alto riesgo para el sistema de potencia [7], [32].

2.2.3 Estabilidad transitoria

También conocida como estabilidad de primera oscilación (first swing), hace referencia a la capacidad del sistema de potencia para mantenerse en sincronismo bajo una perturbación severa. El cambio de estado hacia la inestabilidad puede tomar entre 5 y 10 segundos después de ocurrida una contingencia. La estabilidad angular de estado transitorio se manifiesta según la severidad de la contingencia y también dependerá del estado inicial de operación del SEP [30], [32].

Se debe considerar que, para garantizar el estado transitorio una contingencia debe despejarse dentro de un tiempo mínimo el cual se conoce como tiempo crítico de despeje (CCT) [34].

Para el análisis de estabilidad angular se plantean dos metodologías las cuales son: Índices de Estabilidad Transitoria (TSI) y Evaluación de Estabilidad Transitoria (TSA). La primera metodología se caracteriza por identificar cambios en los parámetros del sistema de potencia y también se usa para cuantificar la magnitud de una contingencia, mientras que el segundo método permite calcular las tendencias en la respuesta del sistema de potencia después de ocurrida una contingencia para lo cual es necesario emplear modelos de predicción. La

ventaja que ofrecen ambas metodologías es que permiten realizar simulaciones en el dominio del tiempo (TDS), sin embargo poseen sus propios métodos de análisis cuyo desglose se muestra en las Figuras 3 y 4 respectivamente [35].

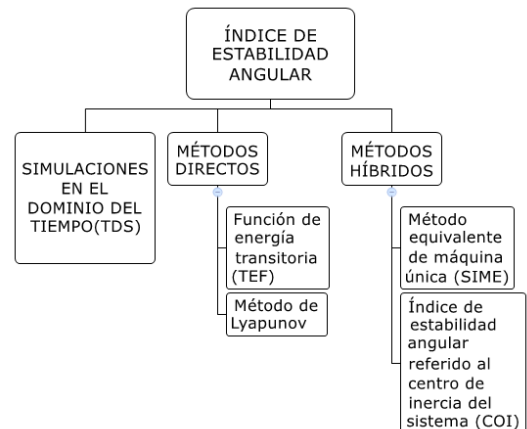


Figura 3. Métodos de análisis de TSI.

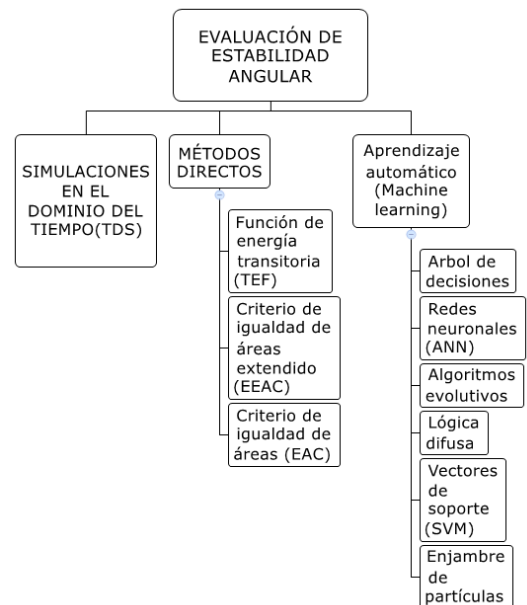


Figura 4. Métodos de análisis de TSA.

2.3 Margen de Estabilidad

El margen de estabilidad angular permite destinar valores numéricos a los límites

de operación estable y segura de un sistema eléctrico. Este margen de operación estable se deberá calcular en el estado transitorio debido a que tiene relación directa con las áreas de aceleración y desaceleración reflejadas en la curva P- δ cuya ecuación se define así:

$$\eta_{st} = A_{dec} - A_{acc} \quad (1)$$

Donde:

η_{st} ; es el margen de estabilidad.

A_{dec} ; es el área de desaceleración.

A_{acc} ; es el área de aceleración.

η_{st} cuyo valor representa el margen de estabilidad angular puede adoptar valores positivos y negativos, mientras los valores calculados sean positivos se dice que el sistema mantiene la estabilidad pero si los valores calculados son negativos se dice que el sistema es inestable [22], [34].

2.3.1 Ecuación de Oscilación

Bajo condiciones normales de funcionamiento el eje del campo del rotor de la máquina síncrona y el eje del campo resultante dan origen a un ángulo de par, después de sufrir una contingencia la respuesta natural del rotor es de aceleración o desaceleración con respecto al campo magnético resultante, a esto se define como torque de aceleración y se representa a través de la siguiente ecuación mecánica:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = Ta = Tm - Te \quad (2)$$

Luego, la ecuación (2) debe ser expresada en términos eléctricos y se transforma con las siguientes igualdades.

$$\omega_m Tm = Pm \quad (3)$$

$$\omega_m Te = Pe \quad (4)$$

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_B \quad (5)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_B} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_B} \quad (6)$$

De aquí se puede expresar que la energía cinética almacenada por el rotor es:

$$Ec = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \quad (7)$$

Por lo tanto la energía cinética se puede expresar en función de H que es la constante de inercia, así:

$$Ec = H \cdot S_B \quad (8)$$

Después, se sabe que el ángulo de potencia δ con respecto al eje de rotación de velocidad síncrona se expresa así:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (9)$$

En condición de estabilidad el torque mecánico y el torque electromagnético son iguales, entonces la aceleración es cero. Se reemplaza la ecuación (9) en la ecuación (2) y se obtiene:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = Tm - Te \quad (10)$$

Con el fin de expresar en valores por unidad la ecuación (10) deber ser multiplicada por ω_m , así:

$$\omega_m J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \omega_m Tm - \omega_m Te \quad (11)$$

Donde:

J ; es el momento de inercia total.
 θ_m ; es el desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario.
 Ta ; es el torque de aceleración.
 Tm ; es el torque mecánico.
 Te ; es el torque electromagnético.
 $\omega_m J$; es la constante de inercia de la máquina M .

Finalmente se reemplaza las ecuaciones (3), (4), (5) y (6) en la ecuación (11) para dar origen a la ecuación de oscilación, misma que detalla con precision el movimiento relativo entre el campo del rotor y el campo resultante [36]:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = Pa = Pm - Pe \quad (12)$$

Donde:

H ; es la constante normalizada de inercia.
 ω_{sm} ; es la velocidad sincrónica del generador.
 δ_m ; es el desplazamiento angular del rotor.
 Pa ; es la potencia de aceleración.
 Pm ; es la potencia mecánica.
 Pe ; es la potencia eléctrica.

La ecuación (12) es una ecuación diferencial de segundo orden que se puede descomponer en dos ecuaciones diferenciales de primer orden cada una, esta descomposición permite analizar un sistema multimáquina así:

$$\frac{2H_i}{\omega_{sm}} \frac{d\omega_{ri}}{dt} = Pm_i - Pe_i \quad (13)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_{ri} - \omega_{sm} \quad (14)$$

Donde:

$i = 1,2,3,\dots,n$; que representa el número de máquinas sincrónicas del sistema.
 ω_{ri} ; es la velocidad angular del rotor de la máquina sincrónica i .

Usando el modelo clásico de la máquina sincrónica, se deduce que la potencia activa que se entrega al sistema viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{ei}(t) = E_i^2 G_{ii} + \sum_{i=1, j=1}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\delta_i(t) - \delta_j(t) - \theta_{ij}) \quad (15)$$

Después de resolver las ecuaciones diferenciales (13), (14) y (15) se tiene:

$$\omega_{ri}(t) = \omega_{ri}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t \omega_{sm}}{4H_i} [2Pm_i - Pe_i(t) - Pe_i(t - \Delta t)] \quad (16)$$

$$\delta_i(t) = -\frac{\Delta t^2 \omega_{sm} Pe_i(t)}{8H_i} + \alpha_i(t - \Delta t) \quad (17)$$

Pero se sabe que:

$$\alpha_i(t - \Delta t) = \delta_i(t - \Delta t) - \omega_{sm} \Delta t + \omega_{ri}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t^2 \omega_{sm}}{8H_i} [2Pm_i - Pe_i(t - \Delta t)] \quad (18)$$

Sustituyendo la ecuación (18) en (17) se obtiene la ecuación final de $\delta_i^p(t)$ donde es notable la relación del ángulo del rotor con la potencia activa que se expresa como función así:

$$\delta_i^p(t) = 2\delta_i(t - \Delta t) - \delta_i(t - 2\Delta t) + \frac{\Delta t^2 \omega_{sm}}{2H_i} [Pm_i - Pe_i(t - \Delta t)] \quad (19)$$

2.3.2 Curva P- δ

La curva P- δ representa la variación del ángulo del rotor de un generador sincrónico respecto de la potencia activa entregada por la misma máquina. Esta

curva característica precisa el análisis de estabilidad transitoria y facilita el entendimiento de algunos conceptos respecto a las oscilaciones en los sistemas de potencia, su forma se muestra en la Figura 5 y se caracteriza por medio de la ecuación (20) [23]:

$$P = \frac{E \cdot U}{X_{ij}} \cdot \text{sen}(\delta) = P_{\max} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (20)$$

Donde:

P ; es la potencia máxima de entrega.

E ; es el voltaje interno del generador.

U ; es el voltaje de la barra.

X_{ij} ; es la reactancia entre los puntos i - j .

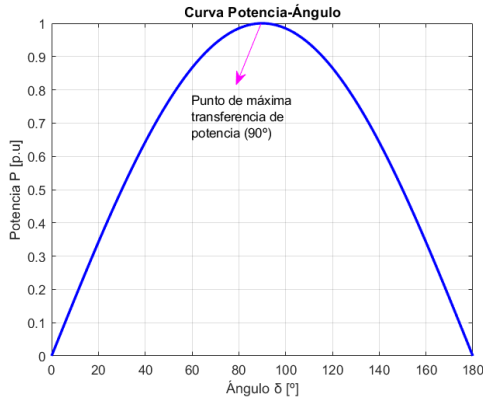


Figura 5. Curva P-δ.

Durante una contingencia la potencia activa de salida de la máquina síncrona (P) cae drásticamente y la potencia mecánica (P_m) busca un nuevo valor para intentar permanecer constante por lo que la máquina acelera. Después que ha sido despejada la avería P aumenta repentinamente y excede la P_m por lo que la máquina síncrona desacelera. En la Figura 6 el área 1 (A1) representa el exceso de energía cinética ganada por la máquina, mientras que el área 2 (A2) representa el exceso de energía de salida disipada por la máquina.

Las ecuaciones que permiten analizar este comportamiento dinámico se

muestran a continuación partiendo de la ecuación (12) [37]–[39]:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_{sm}}{2H} Pa \quad (21)$$

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d\delta}{dt^2} = \left(\frac{\omega_{sm}}{2H} Pa \right) \left(\frac{d\delta}{dt} \right) \quad (22)$$

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \left(\frac{\omega_{sm}}{H} Pa \right) \left(2 \frac{d\delta}{dt} \right) \quad (23)$$

$$d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \left(\frac{\omega_{sm}}{H} Pa \right) (d\delta) \quad (24)$$

Luego, se integran ambos lados de la ecuación (24) y se tiene:

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{\omega_{sm}}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} Pa \cdot d\delta \quad (25)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \left(\frac{\omega_{sm}}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} Pa \cdot d\delta \right)^{1/2} \quad (26)$$

La ecuación (26) representa la velocidad relativa del rotor de la máquina síncrona en función del ángulo δ , de esta manera el sistema se considera estable cuando las áreas A1 y A2 de la Figura 6 sean iguales, satisfaciendo la ecuación (27) dentro de los límites mínimo y máximo de la integral que corresponden a los puntos a y e de la misma figura:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\max}} Pa \cdot d\delta = 0 \quad (27)$$

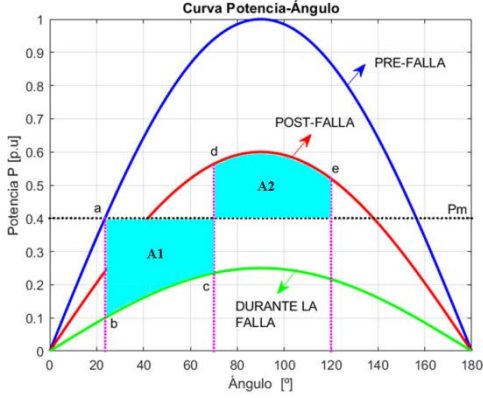


Figura 6. Curva P-δ para un sistema eléctrico perturbado.

La ecuación (27) puede ser descompuesta y expresada por las siguientes ecuaciones:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e) d\delta \quad (28)$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta \quad (29)$$

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_0)\sin(\delta_0) - \cos(\delta_0)] \quad (30)$$

$$\delta_{cr} = \frac{\omega_{sm} \cdot P_m}{4H} t_{cr}^2 + \delta_0 \quad (31)$$

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_{sm} \cdot P_m}} \quad (32)$$

Donde:

δ_{cr} ; es el ángulo crítico de liberamiento.

t_{cr} ; es el tiempo crítico de liberamiento para la contingencia N-1.

Finalmente el margen de estabilidad angular se define por la siguiente ecuación:

$$\eta_{sr} = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e) d\delta - \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta \quad (33)$$

2.4 Contingencia N-1

Una contingencia N-1 en un sistema eléctrico, es un criterio determinístico el cual plantea que un SEP sea capaz de operar en un rango de rendimiento mínimo y estable tras la pérdida de un solo componente de la red eléctrica después de ocurrida una falla, por ejemplo: la pérdida de un generador, un transformador ó una línea de transmisión.

El Criterio de contingencia N-1 se satisface si:

- Se respetan los valores límite de frecuencia y voltaje de operación.
- No se ha sobrepasado la capacidad térmica de los equipos.
- Se evitar el corte del suministro de energía.

El incumplimiento de estas condiciones pone en riesgo la seguridad del SEP y como consecuencia se disminuye la vida útil de los componentes [40], [41].

2.5 Flujo Óptimo de Potencia

El flujo óptimo de potencia (OPF) es una herramienta de optimización que plantea como función objetivo minimizar el coste por abastecer una demanda de energía eléctrica con restricciones no lineales, a esto se lo conoce también cómo despacho económico (ED). Esta herramienta de optimización es de vital importancia para operar y planificar un sistema de potencia. En un sistema operativo el OPF ofrece la ventaja para ejecutar acciones de control de forma segura en base a las limitaciones propias del sistema, mientras que para la planificación permite determinar el óptimo desarrollo del SEP.

Un problema de OPF se formula como se muestra a continuación [42]:

$$\text{Minimizar}_{u,x} f(x,u) \quad (34)$$

Sujeto a:

$$h(x,u) = 0 \quad (35)$$

$$g(x,u) \geq 0 \quad (36)$$

Donde:

u ; representa el conjunto de variables de control.

x ; representa el conjunto de variables de estado.

f ; es la función objetivo.

g ; son las restricciones de igualdad no lineales de los argumentos x y u .

h ; son las restricciones de desigualdad no lineales de los argumentos x y u .

En un OPF es indispensable distinguir las variables de control (u) y de estado (x).

El vector u representa a los parámetros propios del sistema, estas permiten percibir la evolución del proceso iterativo conforme este avanza, comúnmente son voltajes, potencia activa, potencia reactiva y ángulos en las barras del SEP.

El vector x representa a los parámetros que pueden cambiar de valor para solventar la relación generación-carga, por lo tanto estas variables son las que se ajustan para cumplir con las restricciones de operación del SEP [43].

Para simplificar el problema de flujo óptimo de potencia se utilizará la formulación linealizada o flujo óptimo de potencia en DC.

2.5.1 Flujo Óptimo de Potencia en DC

Un flujo óptimo de potencia en DC (DC-OPF) es una aproximación de un flujo óptimo de potencia en AC, cuya formulación resulta de la linealización de las ecuaciones en AC y se asumen las siguientes condiciones:

- Se desprecia la resistencia de las líneas de transmisión, en

consecuencia se omiten las pérdidas en el SEP.

- Los ángulos de los voltajes entre las barras del sistema tienen una diferencia mínima.
- El voltaje en todas las barras del SEP es igual a 1 p.u.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores el DC-OPF se formula así:

$$\text{Minimizar } FO = \sum_{i=1}^n F(P_i) \quad (37)$$

La expresión $F(P_i)$ es igual a:

$$F(P_i) = a + bP_i + cP_i^2 \quad (38)$$

Reemplazando la ecuación (38) en la ecuación (37) tenemos que la función objetivo (FO) es:

$$\text{Minimizar } FO = \sum_{i=1}^n a + bP_i + cP_i^2 \quad (39)$$

Donde:

n ; es el número de unidades de generación del SEP.

F ; es la tasa de costo de la unidad de generación.

P_i ; es la potencia de generación en cada barra del SEP

a, b, c ; es el costo del combustible empleado en cada unidad de generación.

Las restricciones para esta formulación son: la ecuación (40) que corresponde al balance de potencia activa, la ecuación (41) que corresponde al flujo de potencia activa entre dos barras interconectadas por una línea de transmisión, la ecuación (42) representa los límites máximo y mínimo de potencia activa entregada por cada unidad de generación y la ecuación (43) representa los límites máximo y

mínimo de potencia activa a circular en una línea de transmisión [44]–[46].

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_d = \sum_{i=1}^n P_{ij} \quad (40)$$

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (41)$$

$$P_i^{\max} \geq P_i \geq P_i^{\min} \quad (42)$$

$$P_{ij}^{\max} \geq P_{ij} \geq P_{ij}^{\min} \quad (43)$$

Donde:

P_d ; es la potencia de demanda.

P_{ij} ; es el flujo de potencia activa entre las barras i y j .

θ_i, θ_j ; son los ángulos de los voltajes en las barras i y j respectivamente.

X_{ij} ; es la reactancia de la línea de transmisión entre las barras i y j .

P_i^{\max} ; es la potencia máxima entregada por una unidad de generación.

P_i^{\min} ; es la potencia mínima entregada por una unidad de generación.

P_{ij}^{\max} ; es el flujo de potencia activa máxima entre las barras i y j .

P_{ij}^{\min} ; es el flujo de potencia activa mínima entre las barras i y j .

3 Metodología y Formulación del Problema

Con el objetivo de modelar el comportamiento angular de las máquinas síncronas considerando contingencias N-1 y basado en un DC-OPF, este trabajo propone la siguiente metodología:

3.1 Modelo de prueba IEEE de 9 barras

El modelo de prueba IEEE de 9 barras que se muestra en la figura 7, está

estructurado por 3 generadores síncronos, 3 transformadores, 9 barras, 6 líneas de transmisión y 3 cargas que representan la demanda de potencia del sistema.

Para determinar el margen de estabilidad angular se ha considerado aplicar contingencias N-1 a las líneas de transmisión y a las cargas del sistema, y en cada uno de estos eventos determinar los límites de estabilidad.

El modelo de 9 barras del IEEE ofrece las condiciones adecuadas para estudiar y simular eventos que perturben la estabilidad del SEP en software especializado.

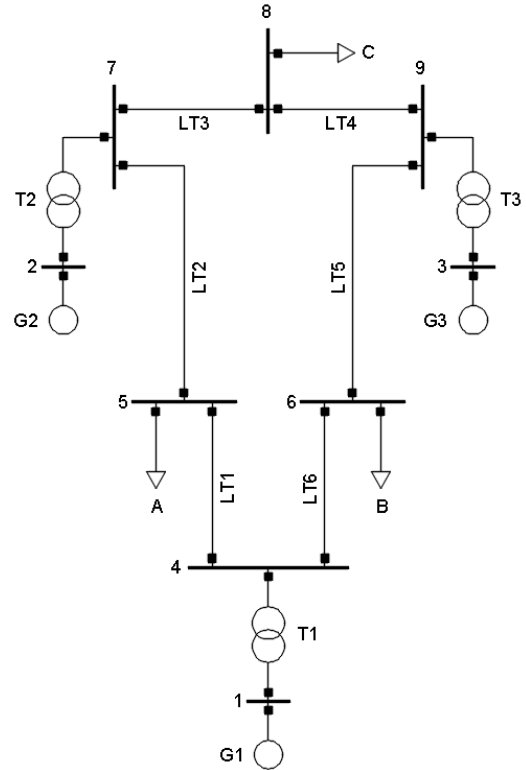


Figura 7. Modelo IEEE de 9 barras.

Algoritmo: Estabilidad Angular basado en DC-OPF considerando contingencias N-1.

Paso 1: Ingresar datos del sistema.

- N° de barras.
- N° de líneas.
- N° de generadores.
- N° de cargas del sistema.
- Impedancias de líneas.
- Para los generadores: Impedancias, Reactancias y constantes de Inercia.
- Admitancias equivalentes para las cargas.

Paso 2: Calcular DC-OPF pre-contingencia según ecuación (39), con restricciones señaladas en ecuaciones (40), (41), (42), (43).

Paso 3: Indicar los voltajes internos y calcular los ángulos iniciales de los rotores de las máquinas sincrónicas, potencia activa de generación y potencia activa de demanda.

$$E \angle \delta; P_i; P_d$$

Paso 4: Calcular Y de barra pre-contingencia.

Paso 5: Calcular Y de barra durante la contingencia, seleccionar tipo de contingencia:

- Contingencia N-1 en carga.
- Contingencia N-1 en línea.

Paso 6: Calcular Y de barra post-contingencia.

Paso 7: Calcular Y de barra pre-contingencia reducida.

Paso 8: Calcular Y de barra durante la contingencia reducida.

Paso 9: Calcular Y de barra post-contingencia reducida.

Paso 10: Solución de la ecuación diferencial de oscilación, partiendo de la ecuación (12) y su descomposición.

- Determinar rango de tiempo t de análisis.
- Calcular oscilaciones absolutas de las máquinas sincrónicas $\delta-t$.
- Establecer barra slack (referencia).
- Calcular oscilaciones relativas a la barra slack ó de referencia $\delta-t$.

- Calcular velocidades angulares absolutas y relativas $\omega_{sm} - t$.

Paso 11: Calcular tiempo crítico de liberación de contingencia N-1 según ecuación (32).

Paso 12: Calcular ángulo crítico de liberación de contingencia N-1 según ecuación (31).

Paso 13: Calcular las áreas de aceleración y desaceleración según la contingencia y de acuerdo a la ecuación (33) para determinar el margen de estabilidad angular.

4 Análisis de Resultados

La Figura 8 muestra los resultados medidos en condición de estado estacionario, donde se observan valores constantes a lo largo del tiempo, la separación angular proyectada entre los ángulos de las unidades de generación no presenta grandes diferencias, por lo tanto se comprueba que el sistema permanece en sincronismo, G1 alcanza los 2.27°, G2 alcanza los 19.75° y G3 los 12.20°.

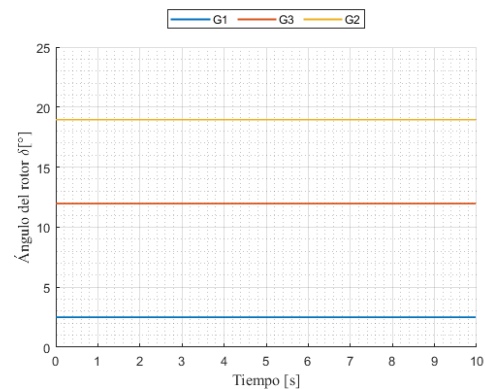


Figura 8. Ángulo de los rotores en Estado Estacionario.

La velocidad angular de las máquinas sincrónicas también permanece constante y alcanza el mismo valor para las 3 unidades de generación del sistema según se muestra en la Figura 9.

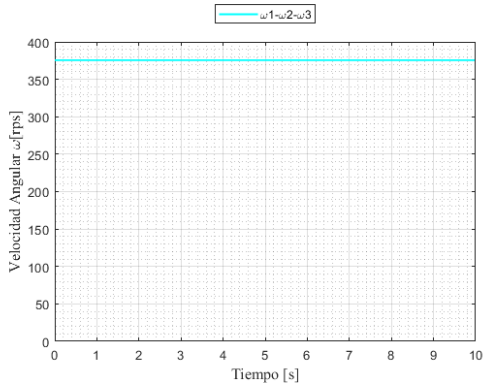


Figura 9. Velocidad Angular en Estado Estacionario.

Las oscilaciones angulares de las máquinas síncronas pueden ser medidas de dos formas que son: oscilaciones absolutas y oscilaciones relativas. Para medir la diferencia angular relativa de los rotores de las unidades de generación en respuesta a una contingencia, es necesario definir a un ángulo de referencia. Para este estudio se ha definido a la unidad de generación 1 (G1) como la referencia que por ser la barra slack es característico que el valor del ángulo del rotor sea igual a 0° , por lo tanto los ángulo medidos en las unidades de generación 2 y 3 (G2 y G3) resultan ser relativos a G1.

Como contingencia N-1 se ha definido una falla trifásica en cada una de las líneas de transmisión y en cada una de las cargas del sistema sin ser eventos simultáneos, su duración se ha establecido para un tiempo de 0.08333 segundos ó 5 ciclos de la frecuencia del sistema definida en 60 Hz.

Los resultados medidos de oscilación angular absoluta para la contingencia N-1 en LT1 se muestran en la Figura 10, donde el comportamiento angular de G2 y G3 va en aumento, dando origen a una desaceleración en los rotores de estas máquinas, el sistema alcanza ángulos entre los 350° y 400° para un tiempo de 2 segundos.

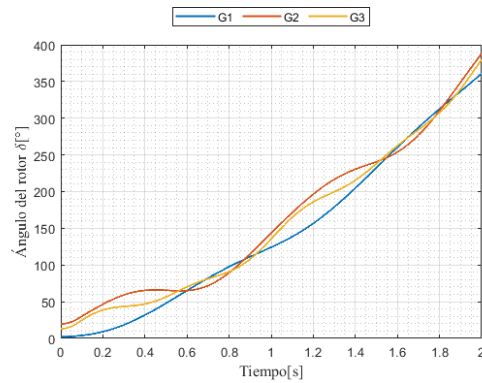


Figura 10. Oscilación angular contingencia N-1 en LT1.

La Figura 11 muestra la diferencia angular relativa a G1, donde se aprecia que G2 es la máquina síncrona con mayor oscilación alcanzando un valor apenas por encima de los 40° a los 0.3 segundos y un diferencia promedio de 10° con respecto a G3 en el mismo intervalo de tiempo, lo cual indica que el sistema no ha perdido sincronismo y se considera que es estable.

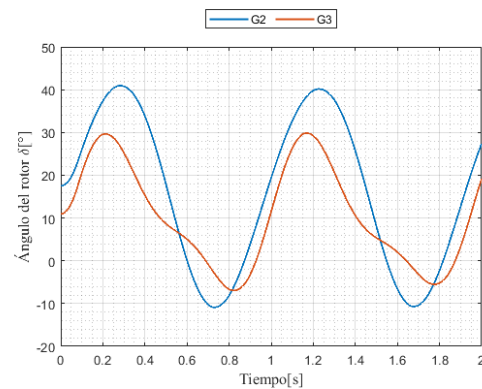


Figura 11. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT1.

La Figura 12 muestra la oscilación absoluta para la contingencia N-1 en LT2, aquí G2 y G3 comienzan a oscilar provocando desaceleración en sus rotores, el sistema alcanza ángulos entre los 450° y 500° para un tiempo de 2 segundos.

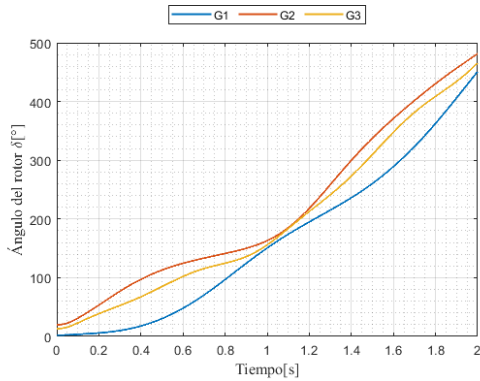


Figura 12. Oscilación angular contingencia N-1 en LT2.

La Figura 13 muestra la diferencia angular relativa a G1, para este caso también G2 es la máquina sincrónica con mayor oscilación alcanzando un valor aproximado de los 83° a los 0.45 segundos y un diferencia promedio de 18° con respecto a G3, en este caso la contingencia N-1 aplicada no afecta mayormente al sistema.

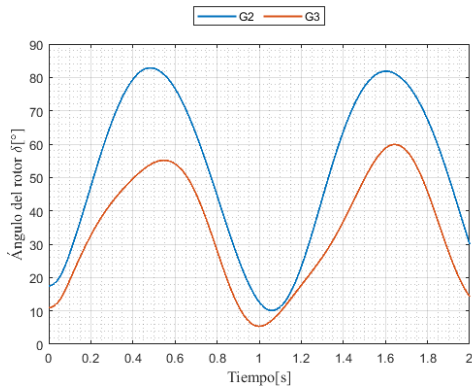


Figura 13. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT2.

La Figura 14, muestra la oscilación angular absoluta para la contingencia N-1 aplicada en LT3, G3 presenta el mayor comportamiento oscilatorio y poco amortiguado, el sistema alcanza ángulos entre los 300° y 400° para un tiempo de 2 segundos.

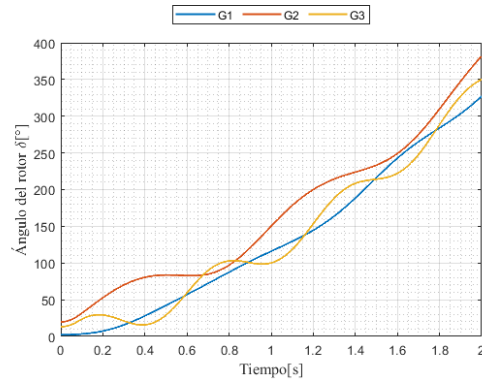


Figura 14. Oscilación angular contingencia N-1 en LT3.

La Figura 15 muestra la diferencia angular relativa a G1, aquí G2 alcanza un valor aproximado de 55° en 0.33 segundos, pero G3 entra en inestabilidad ya que presenta una gran diferencia angular respecto de G2 y es amplitud creciente indefinida por lo que se concluye que G3 pierde sincronismo y pone en riesgo al sistema pudiendo declararse una emergencia.

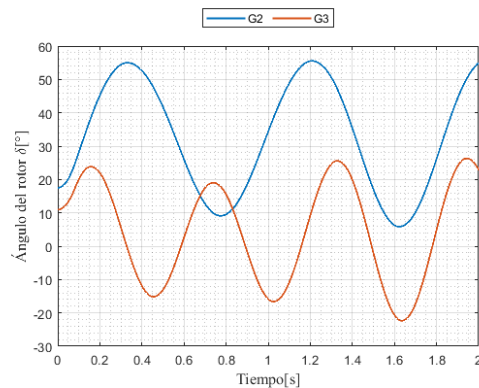


Figura 15. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT3.

La Figura 16, muestra la oscilación angular absoluta para la contingencia N-1 aplicada en LT4, G2 y G3 presentan el mayor comportamiento oscilatorio, el sistema alcanza ángulos entre los 250° y 300° para un tiempo de 2 segundos.

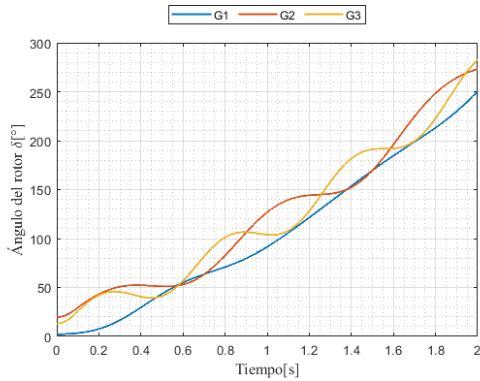


Figura 16. Oscilación angular contingencia N-1 en LT4.

La Figura 17 muestra la diferencia angular relativa a G1, para este caso G2 y G3 no presentan mayor diferencia angular uno respecto del otro pero su amplitud alcanza valores que colocan momentáneamente a ambas máquinas sincrónicas en condición de inestabilidad, debido a que alcanzan valores menores a 0° en un rango de tiempo estimado entre 0.5 y 0.7 segundos.

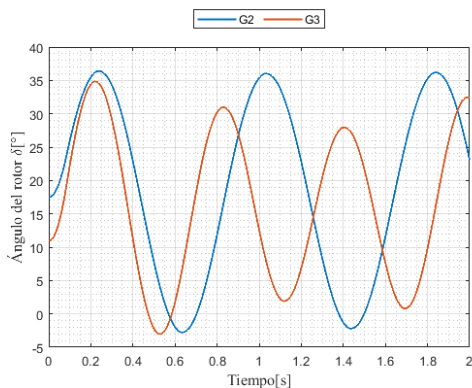


Figura 17. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT4.

La Figura 18 muestra los resultados medidos de oscilación absoluta para la contingencia N-1 en LT5, G2 y G3 oscilan de manera que se aproximan en valores, el sistema alcanza ángulos entre los 300° y 400° para un tiempo de 2

segundos.

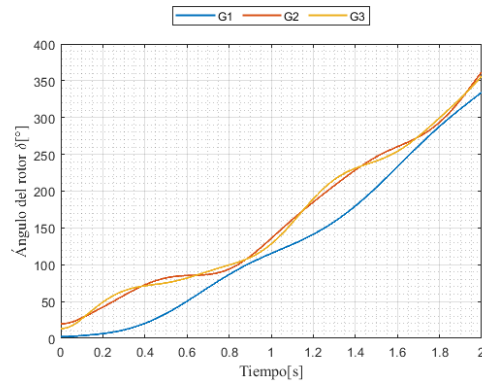


Figura 18. Oscilación angular contingencia N-1 en LT5.

La Figura 19 muestra la diferencia angular relativa a G1, para este caso G2 y G3 oscilan con amplitudes semejantes alcanzando un valor máximo aproximado de 58° sin presentar mayor diferencia angular entre ellos, por lo tanto el sistema permanece en sincronismo.

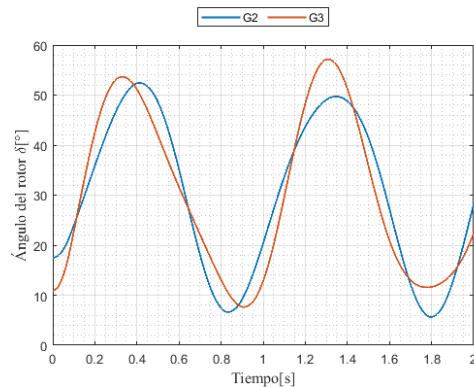


Figura 19. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT5.

La Figura 20, muestra la oscilación angular absoluta para la contingencia N-1 aplicada en LT6, G2 y G3 presentan un importante comportamiento oscilatorio y al igual que en el resto de contingencias estas máquinas desaceleran, alcanzando ángulos entre los 250° y 300° para un tiempo de 2 segundos.

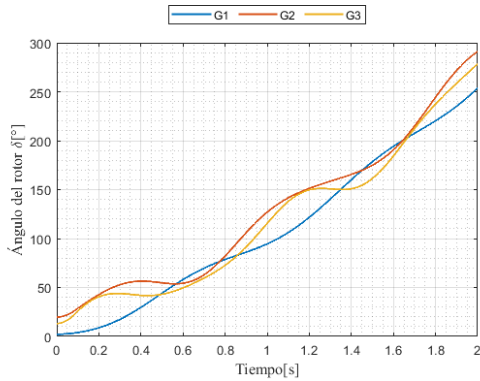


Figura 20. Oscilación angular contingencia N-1 en LT6.

La Figura 21 muestra la diferencia angular relativa a G1, para este caso se asemeja el comportamiento oscilatorio al de la contingencia en LT3, donde G3 oscila en valores inferiores a 0° con tendencia a la pérdida de sincronismo y acercándose a una condición de inestabilidad.

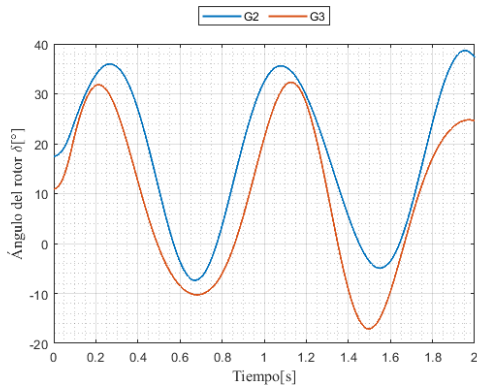


Figura 21. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en LT6.

De manera general, las oscilaciones absolutas medidas para cada contingencia muestra una gran estabilidad para G1 debido a que es la máquina con mayor inercia del sistema, caso contrario ocurre con G3 que es la máquina con mayor comportamiento oscilatorio del sistema debido a su constante de inercia de bajo valor.

Las oscilaciones relativas medidas en contingencias aplicadas para líneas de transmisión en su mayoría mantienen el sincronismo en el sistema. Para la contingencia en LT4 los generadores G2 y G3 entran momentáneamente en zona de inestabilidad al superar el límite inferior de referencia que es 0° para luego restaurar paulatinamente sus valores dentro del rango de operación de 0° a 90° ó de 0 a π radianes. Se identificaron 2 casos en particular con pérdida de sincronismo para las contingencias en LT3 y LT6.

Ahora se presentan las contingencias N-1 simuladas en software especializado bajo los mismo parámetros de caso teórico y mismo período de duración, donde se comprueba que los cálculos y la simulación son comparables para cada caso como se puede ver de la Figura 22 a la Figura 27. Además se puede ver que al superar la contingencia los ángulos relativos se estabilizan en otro valor medidos en referencia al estado pre-contingencia.

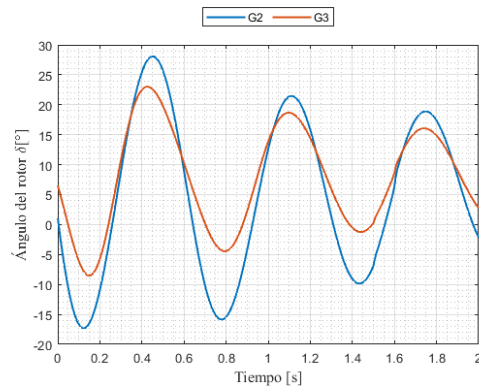


Figura 22. Contingencia N-1 en LT1.

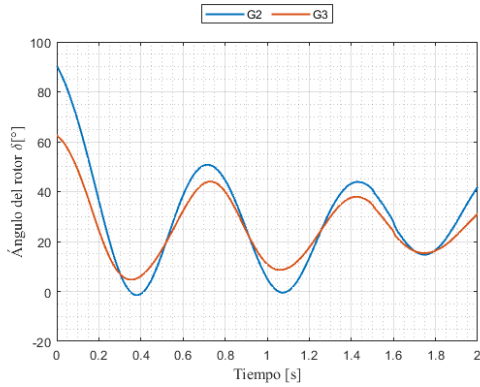


Figura 23. Contingencia N-1 en LT2.

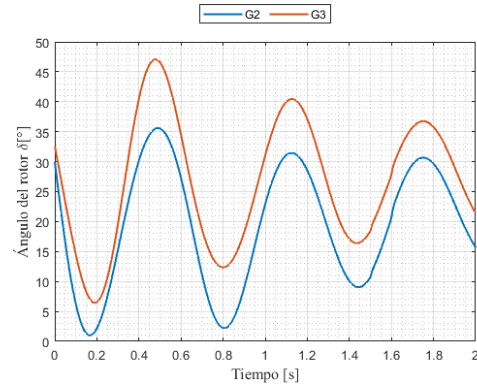


Figura 26. Contingencia N-1 en LT5.

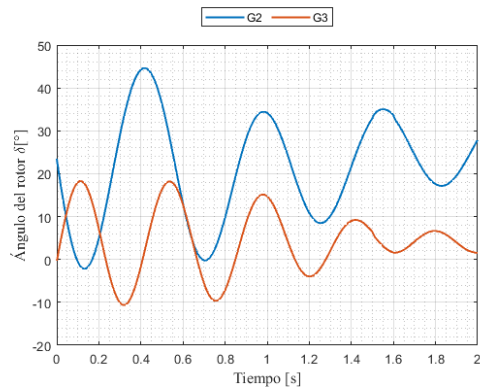


Figura 24. Contingencia N-1 en LT3.

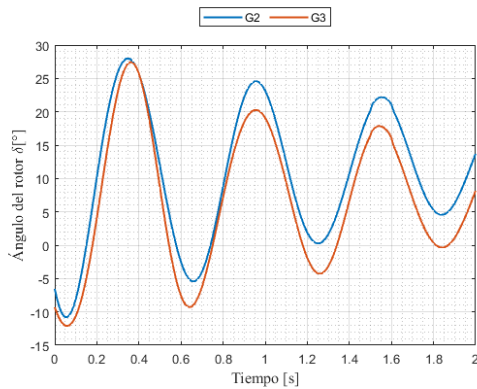


Figura 27. Contingencia N-1 en LT6.

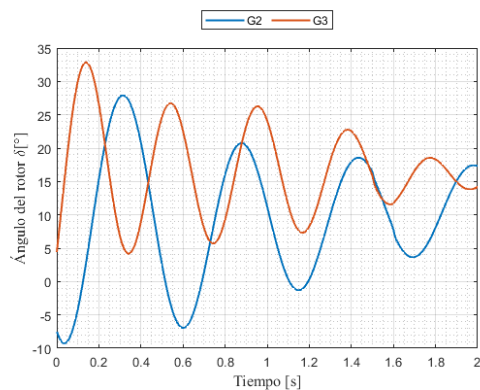


Figura 25. Contingencia N-1 en LT4.

Las oscilaciones angulares en el análisis de pérdida de cargas tienen tendencia al comportamiento observado en las contingencias aplicadas a líneas de transmisión, sin embargo se ha identificado como caso más crítico la pérdida de la carga C ubicada en la barra 8 del modelo en estudio, la oscilación relativa calculada describe un comportamiento de amplitud creciente y poco amortiguada, permaneciendo en la franja de inestabilidad al oscilar por debajo de los 0° como se observa en la Figura 33.

Para los casos de pérdida de cargas A y B ubicadas en las barras 5 y 6 respectivamente las oscilaciones son menos severas pero no dejan de poner en

riesgo la estabilidad del SEP debido a que oscilan también por debajo de los 0° y describen una permanencia continua en la franja de inestabilidad, así como se muestra en las Figuras 29 y 31, por lo que se concluye que la pérdida de cargas en el sistema puede calificarse como un escenario de emergencia ya que evidentemente el sistema entra en riesgo de pérdida de sincronismo.

Una vez analizados los casos de contingencias propuestos para este estudio, es oportuno atribuir a G1 la capacidad de mantener en sincronismo al sistema, ya que por sus características propias es la máquina con menor comportamiento oscilatorio del SEP.

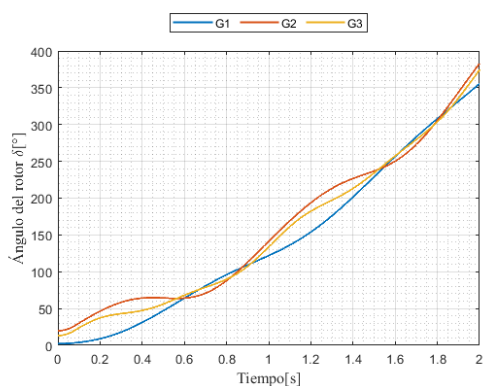


Figura 28. Oscilación angular contingencia N-1 en carga A.

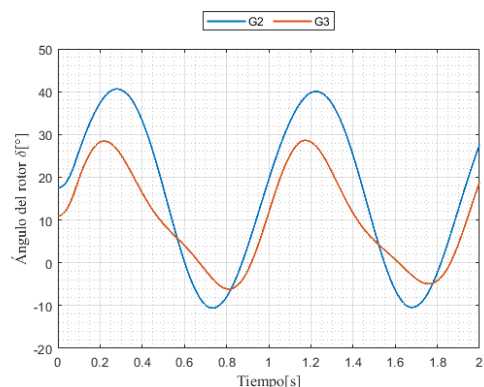


Figura 29. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en carga A.

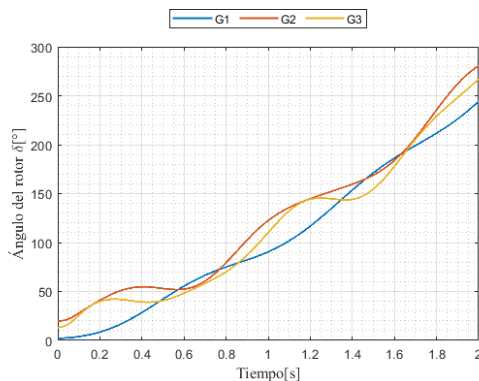


Figura 30. Oscilación angular contingencia N-1 en carga B.

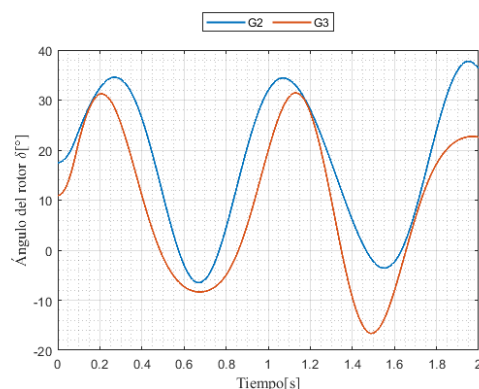


Figura 31. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en carga B.

Finalmente el margen de estabilidad angular se ha evaluado en función del comportamiento oscilatorio del sistema después de ser expuesto a las contingencias señaladas anteriormente.

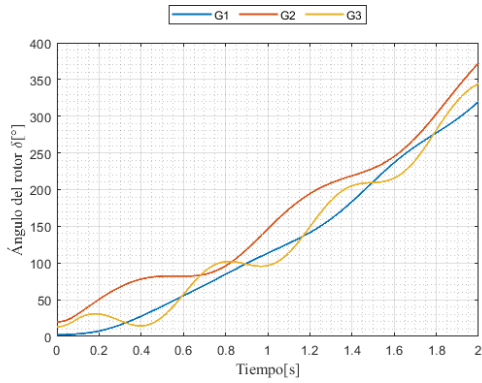


Figura 32. Oscilación angular contingencia N-1 en carga C.

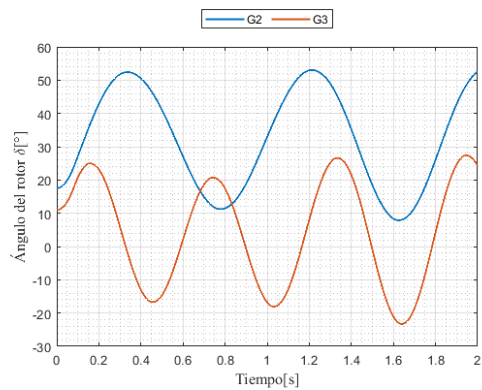


Figura 33. Oscilación angular relativa a G1 contingencia N-1 en carga C.

Este estudio permite emitir como criterio que, el margen de estabilidad angular teórico se define como $0^\circ \leq \delta \leq 90^\circ$, y el margen de estabilidad angular calculado se define por $0^\circ \leq \delta \leq 83^\circ$, cuyo límite inferior viene dado por la unidad de generación referencial del sistema o barra Slack y su límite superior está determinado por los valores obtenidos de la diferencia entre áreas de desaceleración y aceleración que se muestran de la Figura 34 a la Figura 42 sobre la curva P- δ , este límite se ubica en los 83° por lo que se dice que el sistema no pierde sincronismo aunque en este punto le cueste estabilizarse en un mayor

período de tiempo, además el DC-OPF converge en este límite identificado para la contingencia N-1 en LT2.

Las figuras indicadas exponen los valores angulares alcanzados para cada caso de contingencias y a su vez estos valores son los límites inferior y superior de las ecuaciones (28) y (29) delimitantes también de las áreas de desaceleración y aceleración.

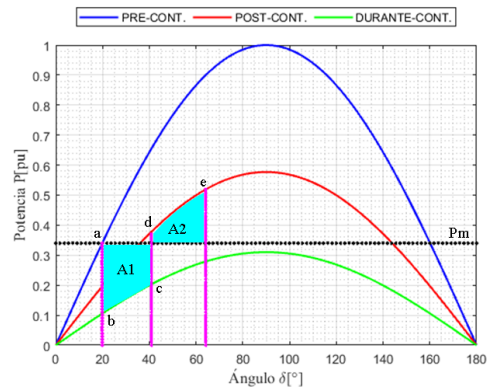


Figura 34. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en carga A.

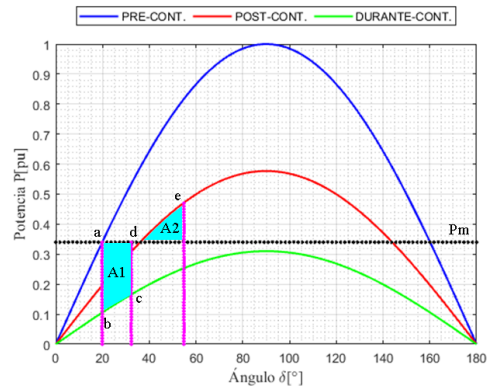


Figura 35. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en carga B.

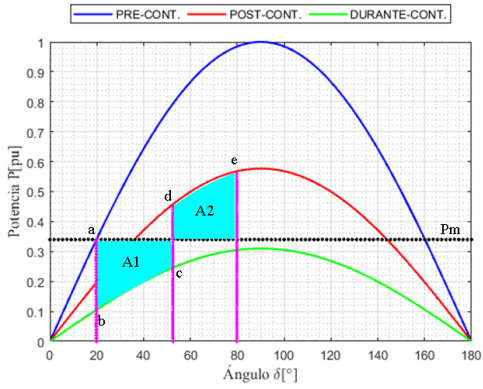


Figura 36. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en carga C.

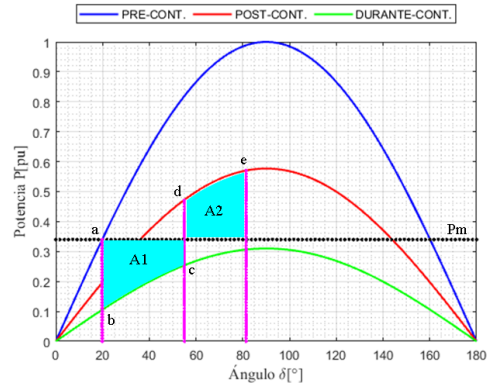


Figura 39. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT3.

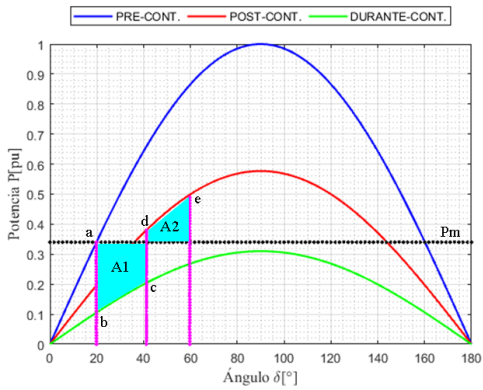


Figura 37. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT1.

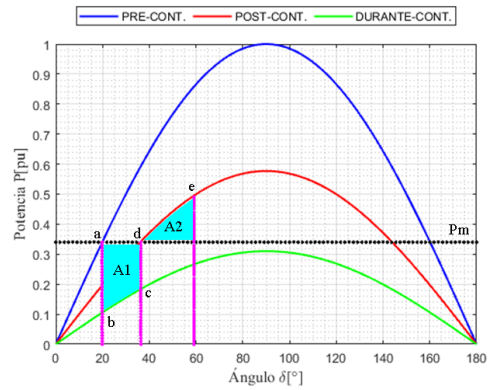


Figura 40. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT4.

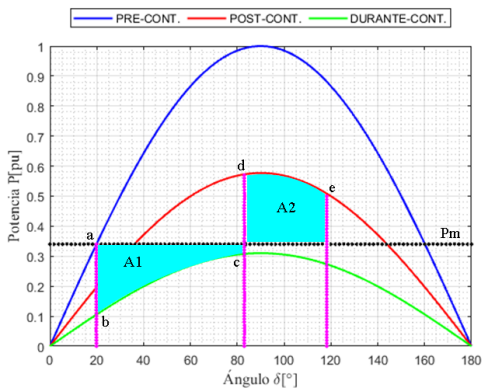


Figura 38. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT2.

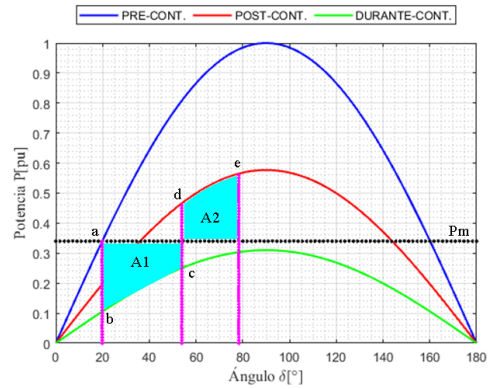


Figura 41. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT5.

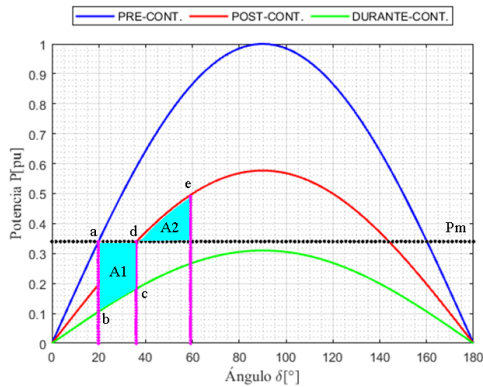


Figura 42. Análisis curva P- δ contingencia N-1 en LT6.

Aquí se muestra el resumen de los resultados del flujo óptimo de potencia en DC para este sistema:

Tabla 1: Solución de DC-OPF.

RESUMEN SOLUCIÓN DC-OPF					
BARRAS	Voltaje	Generación		Carga	
	V [pu]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
1	1,00	86,56	0,00	-	-
2	1,00	134,38	0,00	-	-
3	1,00	94,06	0,00	-	-
4	1,00	-	-	-	-
5	1,00	-	-	90,00	0,00
6	1,00	-	-	100,0	0,00
7	1,00	-	-	-	-
8	1,00	-	-	125,0	0,00
9	1,00	-	-	-	-
TOTAL:		315,0	0,00	315,0	0,00

Es importante observar en la Tabla 1 el cumplimiento de restricciones del DC-OPF, siendo así que la potencia activa generada es igual a la potencia activa de demanda y el valor de voltajes por unidad es el mismo en todas las barras del SEP.

5 Conclusiones

En la presente investigación se ha propuesto un método heurístico para determinar el margen de estabilidad angular considerando contingencias N-1 basado en una formulación de DC-OPF con el cual se consiguió dar solución al problema planteado en esta investigación, con los resultados obtenidos se pretende aportar alternativas en la operación de un SEP frente a perturbaciones severas.

Para el cálculo del margen de estabilidad angular se consideró el comportamiento de estado transitorio del sistema eléctrico y su análisis se trasladó a la curva característica P- δ y de allí a la curva δ -t en la que se puede reflejar los estados pre-contingencia y post-contingencia donde con facilidad se identificaron las zonas de aceleración y desaceleración de los rotores como respuesta a contingencias, mismas que se emplearon como herramienta para analizar los efectos sobre el sistema eléctrico y la variación de los parámetros, en este artículo el interés se centró en la variación del ángulo de los rotores para determinar las limitantes operativas del sistema.

La determinación del margen de estabilidad angular permite incrementar el grado de seguridad del SEP y garantiza una mayor confiabilidad en la operación, con lo cual se muestra la viabilidad de usar métodos heurísticos para dar solución al problema de límites de estabilidad angular a pesar de existir otros métodos de evaluación.

Los resultados obtenidos muestran la sensibilidad de la estabilidad angular ante perturbaciones severas, se prevé que las oscilaciones del sistemas tengan mayor amortiguamiento si se incluyen sistemas de control sobre las unidades de

generación como por ejemplo reguladores de velocidad y sistemas de estabilización.

La cuantificación de la separación angular entre las máquinas sincrónicas del sistema nos permite deducir que mientras mayor es la separación angular, mayor es el riesgo de colapso. Hay que indicar que el valor angular suficiente para perder por completo el sincronismo ocurre al superar los 90°.

En la actualidad debido a la gran dependencia de energía eléctrica y el impacto directo sobre el desarrollo socioeconómico es de vital importancia realizar estudios de estabilidad en los sistemas de potencia para garantizar el buen desempeño del SEP, abastecimiento seguro, continuo y confiable de energía eléctrica, al mismo tiempo los estudios de estabilidad brindan soporte a los operadores del sistema para actuar de manera oportuna y adecuada en casos de contingencia.

5.1 Trabajos Futuros

Los resultados que se han obtenido a partir de esta investigación dan la pauta para plantear nuevas y futuras investigaciones asociadas a:

- Análisis de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando control sobre las unidades de generación (PSS).
- Análisis de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando la integración de elementos de compensación.
- Efectos de la inestabilidad angular sobre la frecuencia de sistemas eléctricos de potencia.

6 Referencias

- [1] F. Wkhru *et al.*, “Synchronized rotor angle measurement of synchronous machines,” pp. 1–8, 2012.

- [2] R. Ardeshiri Lajimi and T. Amraee, “A two stage model for rotor angle transient stability constrained optimal power flow,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 76, pp. 82–89, 2016.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] M. Kumar and S. Affijulla, “Estimation of Alternator Rotor Angle by using Synchronized Voltage and Current Phasors,” *2020 IEEE Calcutta Conf. CALCON 2020 - Proc.*, pp. 212–216, 2020.
- [6] A. Chandra and A. K. Pradhan, “Model-free angle stability assessment using wide area measurements,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 120, no. October 2019, p. 105972, 2020.
- [7] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [8] A. D. Rajapakse, F. Gomez, K. Nanayakkara, P. A. Crossley, and V. V. Terzija, “Rotor angle instability prediction using post-disturbance voltage trajectories,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 947–956, 2010.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] E. A. Feilat, “Fast estimation of synchronizing and damping torque coefficients using an adaptive neural network,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1049–1053, 2007.
- [13] L. Meegahapola and T. Littler, “Characterisation of large disturbance rotor angle and voltage stability in interconnected power networks with distributed wind generation,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, no. 3, pp. 272–283, 2015.
- [14] S. Robak and K. Gryzpanowicz, “Rotor angle small signal stability assessment in transmission network expansion planning,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 128, pp. 144–150, 2015.
- [15] D. Layden and B. Jeyasurya, “Integrating security constraints in optimal power flow studies,” *2004 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 1, pp. 125–129, 2004.
- [16] Y. Yuan, J. Kubokawa, and H. Sasaki, “A Solution of Optimal Power Flow with Multicontingency Transient Stability Constraints,” *PowerCon 2002 - 2002 Int. Conf. Power Syst. Technol. Proc.*, vol. 4, no. 3, pp. 2009–2013, 2002.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] H. K. Nam, K. S. Shim, Y. K. Kim, S. G. Song, and K. Y. Lee, “Contingency ranking for transient stability via eigen-sensitivity analysis of small signal stability model,” *2000 IEEE Power Eng. Soc. Conf. Proc.*, vol. 2, no. c, pp. 861–865, 2000.
- [21] U. Kerin, N. T. Trinh, E. Lerch, and G. Bizjak, “Small signal security index for contingency classification in dynamic security assessment,” *2011 IEEE PES Trondheim PowerTech Power Technol. a Sustain. Soc. POWERTECH 2011*, pp. 1–6, 2011.
- [22] Y. Oubbati and S. Arif, “Securing transient stability assessment using single machine equivalent SIME method,” *2015 4th Int. Conf. Electr. Eng. ICEE 2015*, pp. 1–4, 2016.
- [23] M. N. Pala, A. Thakar, and A. Patel, “Power Swing and out of step Protection using Equal area Criteria,” *2019 IEEE 5th Int. Conf. Conver. Technol. I2CT 2019*, pp. 1–7, 2019.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. (in press), 2020.
- [27] L. Liu, Y. Li, Y. Cao, F. Liu, W. Wang, and J. Zuo, “Transient Rotor

- Angle Stability Prediction Based on Deep Belief Network and Long Short-term Memory Network,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, no. 4, pp. 176–181, 2019.
- [28] P. Gopakumar, M. J. B. Reddy, and D. K. Mohanta, “Phasor measurement sensor-based angular stability retention system for smart power grids with high penetration of microgrids,” *IEEE Sens. J.*, vol. 18, no. 2, pp. 764–772, 2018.
- [29] C. Gallardo, D. Andagoya, G. Salazar, and H. Arcos, “Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Alta Penetración Eólica,” *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 1, 2014.
- [30] P. Kundur, “Power System Stability And Control,” *McGraw-Hill, Inc.* p. 1167, 2004.
- [31] D. A. ANTAMBA ÁVILA, “Estabilidad angular de un sistema eléctrico de potencia considerando la integración de reguladores de velocidad y voltaje,” p. 24, 2018.
- [32] C. F. Gallardo Quingatuña, “Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta penetracion Eolica,” p. 218, 2009.
- [33] D. Mondal, A. Chakrabarti, and A. Sengupta, *Power System Small Signal Stability Analysis and Control*, Second Edi. India: Brain Romer, 2014.
- [34] S. Khan and A. Latif, “Python based scenario design and parallel simulation method for transient rotor angle stability assessment in PowerFactory,” *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, pp. 5–10, 2019.
- [35] 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.
- [36] A. Zaidi and Q. Cheng, “An Approximation Solution of the Swing Equation Using Particle Swarm Optimization,” *2018 IEEE Conf. Technol. Sustain. SusTech 2018*, vol. 2, no. 1, pp. 2–6, 2019.
- [37] R. G. G. Raju and N. P. Subramaniam, “Transient stability analysis employing Equal Area Criterion,” *2011 1st Int. Conf. Electr. Energy Syst. ICEES 2011*, vol. 3, pp. 275–280, 2011.
- [38] L. Fang and Y. Ji-lai, “Transient stability analysis with equal area criterion directly used to a non-equivalent generator pair,” *POWERENG 2009 - 2nd Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives Proc.*, pp. 386–389, 2009.
- [39] C. Yuning and M. E. El-Hawary, “An EAC Based Braking Resistor Approach for Transient Stability Improvement,” pp. 1–6, 2006.
- [40] M. Qemali, R. Bualoti, and M. Çelo, “Evaluation of Voltage Stability Applying N-1 Criterion Albanian Power System Case Study,” pp. 1–8, 2016.
- [41] R. Salao, J. Masache, and C. Mera, “Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado,” *Dsp. espol*, pp. 1–9, 2009.
- [42] A. Gómez-Expósito, A. Conejo J, and C. Cañizares, *Electric Energy Systems Analysis and Operation*. 2017.
- [43] H. D. Raza Solis, J. C. Plazarte Achig, and H. N. Arcos Martinez, “Implementación de algoritmos matemáticos mediante software matlab para solución del problema de optimización de despacho económico,” no. 1, pp. 1–29, 2018.
- [44] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen, and R. Belmans, “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis,” *2005 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 1, pp. 454–459, 2005.
- [45] L. Muñoz and P. Quezada, “Flujo óptimo de potencia dc considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico,” Universidad Politécnica

- Salesiana, 2015.
- [46] M. B. Nappu, "LMP-lossless for congested power system based on DC-OPF," *Proceeding - 2014 Makassar Int. Conf. Electr. Eng. Informatics, MICEEI 2014*, no. November, pp. 194–199, 2014.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 2: Matriz de estado del arte.

DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO CONTINGENCIAS N-1																																							
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA						PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA															
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	ESTABILIDAD ANGULAR	CONTINGENCIAS N-1	MULTICONTINGENCIAS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	INCREMENTO DE LA DEMANDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	EXPANSIÓN DE LA RED	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD	POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD TRANSITORIA	PROTECCIONES	PEQUEÑA SEÑAL	BALANCE DE CARGA	TOPOLOGÍA	CAPACIDAD DEL SISTEMA	ANÁLISIS MODAL	REDES NEURONALES	MÉTODOS DE APROXIMACIÓN	LÓGICA DIFUSA	NLP	MILP	DESLASTRE DE CARGA	AC-OFF / DC-OFF	MEDICIÓN CON PMUS	MÉTODO DE LYAPUNOV	RUNGE KUTTA	FLUJOS DE POTENCIA	MACHINE LEARNING	SIME	MÉTODO DE PRONY	OPTIMIZACIÓN ENJAMBRE DE PARTICULAS		
1	2012	Synchronized rotor angle measurement of synchronous machines	12	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐		
2	2016	A two stage model for rotor angle transient stability constrained optimal power flow	12	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	
3	2020	Estimation of Alternator Rotor Angle by using Synchronized Voltage and Current Phasors	0	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
4	2020	Model-free angle stability assessment using wide area measurements	0	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
5	2004	Definition and classification of power system stability	3431	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
6	2010	Rotor angle instability prediction using post-disturbance voltage trajectories	167	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
7	2007	Fast estimation of synchronizing and damping torque coefficients using an adaptive neural network	10	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

26	2019	An Approximation Solution of the Swing Equation Using Particle Swarm Optimization	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								
27	2011	Transient stability analysis employing Equal Area Criterion	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
28	2009	Transient stability analysis with equal area criterion directly used to a non-equivalent generator pair	23	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>								
29	2006	An EAC Based Braking Resistor Approach for Transient Stability Improvement	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>								
30	2016	Evaluation of Voltage Stability Applying N-1 Criterion Albanian Power System Case Study	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
31	2009	Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
32	2017	Electric Energy Systems Analysis and Operation	710	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
33	2018	Implementación de algoritmos matemáticos mediante software matlab para solución del problema de optimización de despacho económico	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>						
34	2005	Usefulness of DC power flow for active power flow analysis	606	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>						
35	2014	LMP-lossless for congested power system based on DC-OPF	8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
36	2015	Flujo óptimo de potencia dc considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico.	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TOTAL:			26	6	3	6	21	3	8	9	3	4	20	7	18	3	6	3	7	8	6	6	9	6	2	5	2	7	5	1	1	4	4	6	2	2												

6.2 Resumen de Indicadores

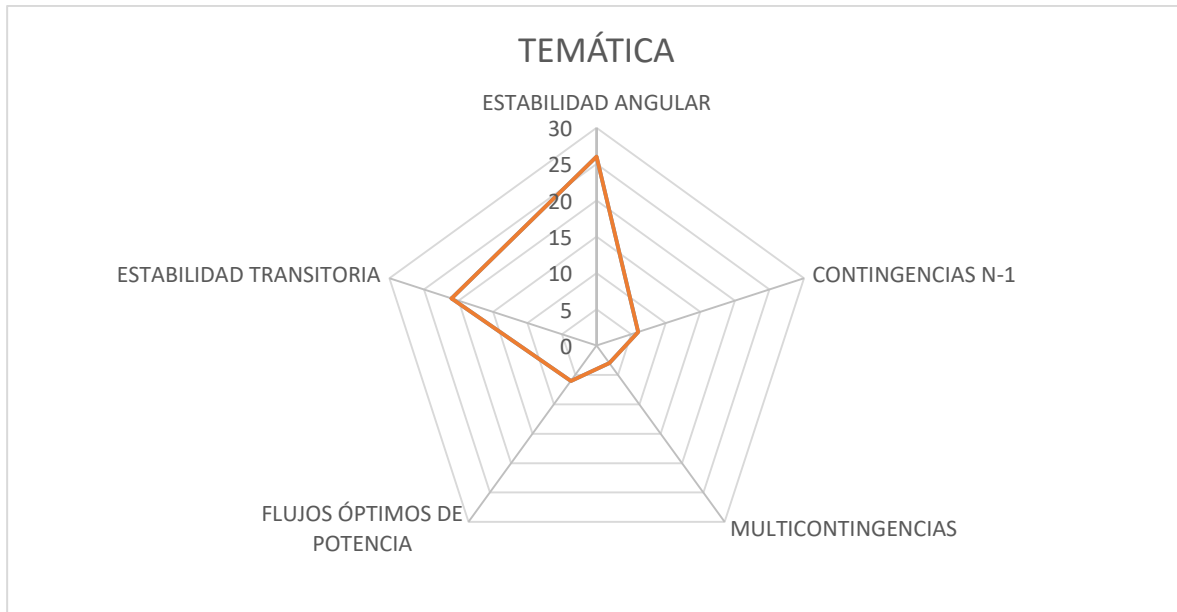


Figura 43. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte.

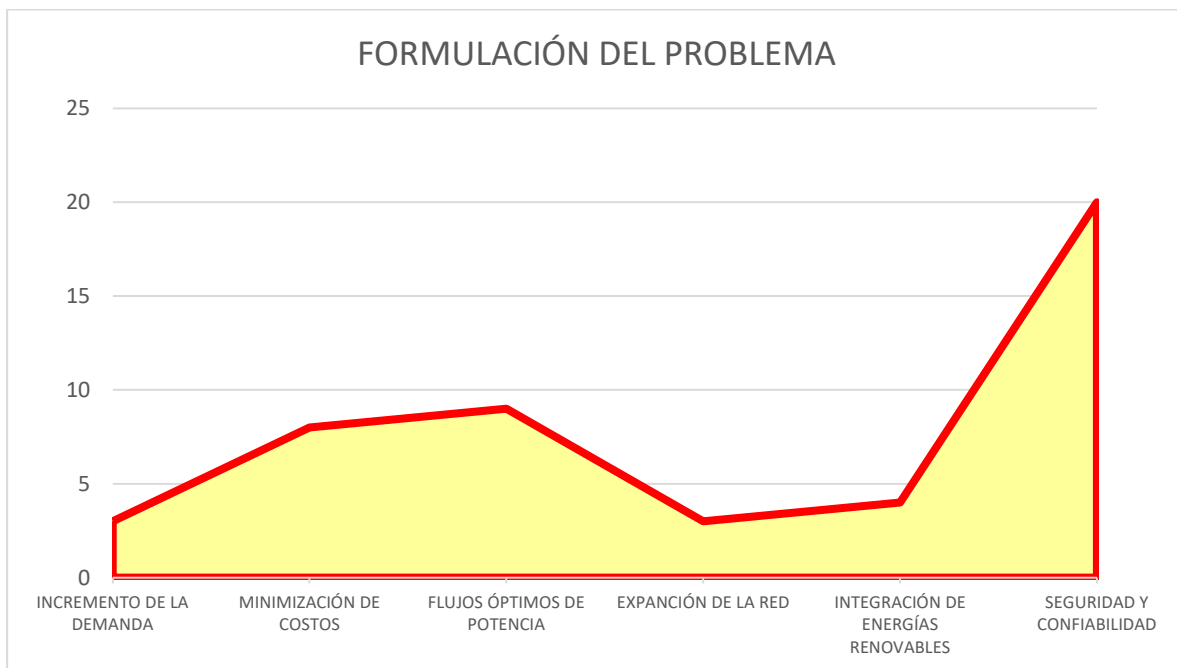


Figura 44. Indicador de formulación del problema – Estado del arte.

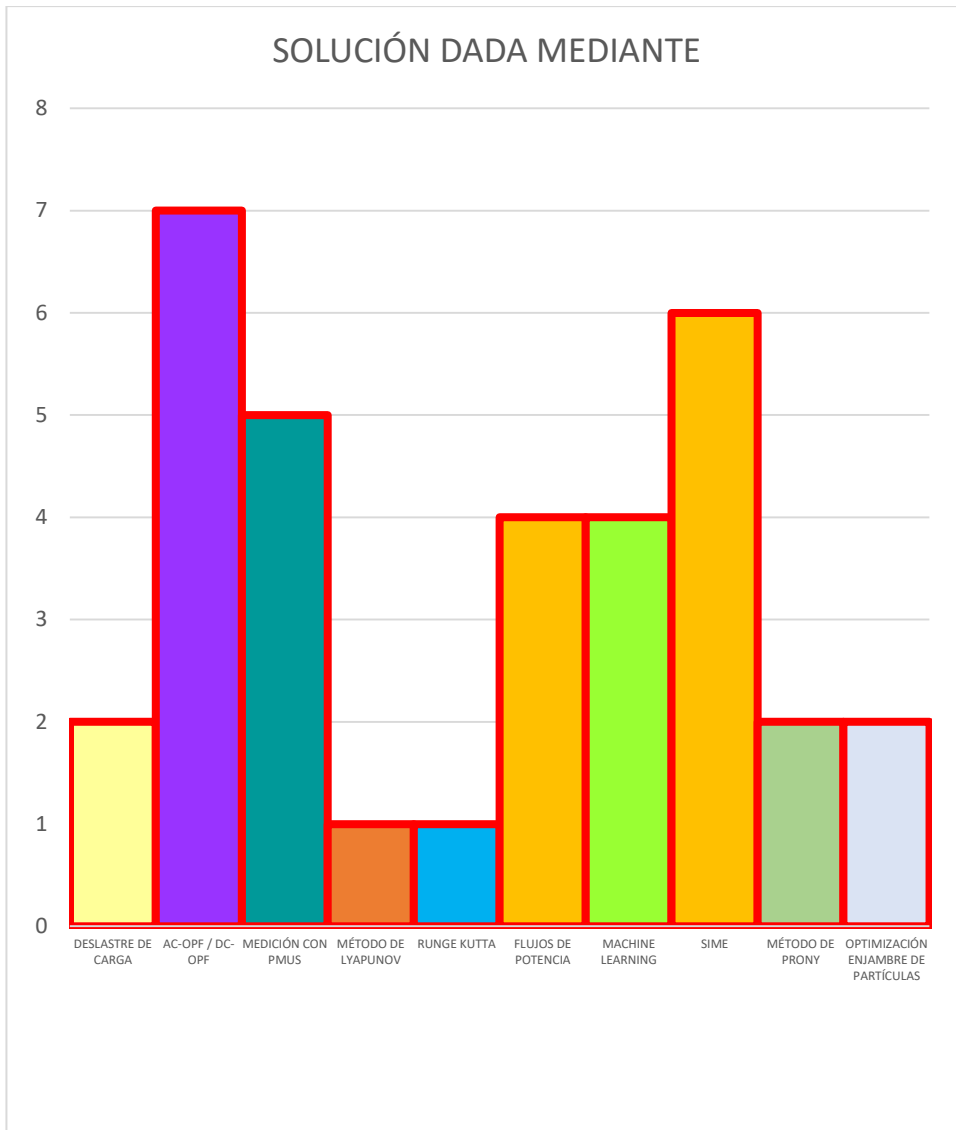


Figura 45. Indicador de la solución – Estadodel arte.

6.3 Anexos

Tabla 3: Coeficientes de costo de combustibles.

SISTEMA DE UNIDADES MW	CARBÓN			NAFTA			GAS		
	a	b	c	a	b	c	a	b	c
50	49,92	10,06	0,0103	57,87	10,47	0,0116	53,62	10,66	0,0117
200	173,61	8,67	0,0023	180,68	9,039	0,00238	182,62	9,19	0,00235
400	300,34	8,14	0,0015	312,35	8,52	0,0015	316,45	8,61	0,0015
600	462,28	8,28	0,00053	483,44	8,65	0,00056	490,02	8,73	0,00059
800	751,39	7,48	0,00099	793,22	7,74	0,00107	824,4	7,33	0,00117
1200	1130,8	7,47	0,00067	1194,6	7,12	0,00072	1240,32	7,72	0,00078

Tabla 4: Impedancias de líneas de transmisión.

IMPEDANCIAS DE LINEA (PARA DC)			
Desde	Hasta	R	X
4	5	0,00	i0,085
4	6	0,00	i0,092
5	7	0,00	i0,161
6	9	0,00	i0,17
7	8	0,00	i0,072
8	9	0,00	i0,1008

Tabla 5: Datos de las unidades de generación.

	DATOS DE GENERADORES			
	H	Xd [pu]	P [pu]	Z
G1	23,64	0,0608	0,71635	i0,1184
G2	6,4	0,1198	1,62995	i0,1823
G3	3,01	0,1813	0,84996	i0,2399