
Ubicación optimizada de sincrofasores en áreas de corte para la implementación de protecciones de área amplia

UBICACIÓN OPTIMIZADA DE SINCRÓFASTORES EN ÁREAS DE CORTE PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES DE ÁREA AMPLIA

MARIO FERNANDO CIFUENTES PARDO

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

MEDELLÍN

2015

**UBICACIÓN OPTIMIZADA DE SINCROFASORES EN ÁREAS DE CORTE PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES DE ÁREA AMPLIA**

Mario Fernando Cifuentes Pardo

**Trabajo de grado para optar por el título de Magister en Ingeniería, Área transmisión
y distribución de Energía Eléctrica, Profundización**

Director

Jorge Wilson Gonzalez

Ingeniero Electricista PhD

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

MEDELLÍN

2015

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Medellín 2015

DEDICATORIA

*A mi hija Maria Antonia Cifuentes Tabares,
mi esposa Andrea Tabares y mis padres,
Viviana Pardo y Carlos Augusto Castro.*

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer especialmente a Dios, a mis padres, a mi esposa e hija por el apoyo incondicional durante estos años de vida, estudio y trabajo, el cual me ha llevado a que cada día sea un mejor ser humano.

Un agradecimiento muy especial a mí director de grado el PhD Jorge Wilson González, por el apoyo incondicional durante la realización del trabajo de grado y antes de este. Además por la enseñanzas y consejos brindados durante mi trayectoria de formación profesional.

Igualmente extiendo el agradecimiento al PhD Gabriel Jaime López Jiménez, por los recursos suministrados y el conocimiento compartido durante la realización del trabajo de grado y a lo largo de mi trayectoria profesional.

Por último extiendo el agradecimiento al PhD Jairo José Espinosa Oviedo y a mis amigos y compañeros de maestría Daniel Díaz y Herman Foliaco por el conocimiento y amistad proporcionada, la cual fue de gran utilidad para la elaboración adecuada del presente trabajo de grado.

TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO Y SIGLAS	11
1 METODOLOGÍA T&D PROPUESTA DE TRABAJO DE GRADO.....	13
1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	13
1.2 RAÍCES DEL PROBLEMA	13
1.2.1 RAÍCES PRIMARIAS.....	13
1.2.2 RAÍCES SECUNDARIAS.....	14
1.3 PERCEPTORES DEL PROBLEMA.....	14
1.3.1 DIRECTOS.....	14
1.3.2 INDIRECTOS	15
1.4 PROPUESTA INVESTIGATIVA	15
1.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	15
2 RESUMEN	17
3 OBJETIVOS.....	17
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
4 INTRODUCCIÓN	19
5 MARCO TEÓRICO	20
5.1 APLICABILIDAD DE LAS PMUS	21
5.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIONES SISTÉMICAS.....	21
5.1.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SPS	23
5.1.1.2 VARIABLE DE ENTRADA	24
5.1.1.3 IMPACTO SOBRE EL SISTEMA.....	24
5.1.1.4 TIEMPO DE OPERACIÓN	25
5.1.2 WAMS (WIDE AREA MEASUREMENT SYSTEM).....	26
5.1.3 WACS (Wide-Area Control System).....	27
5.1.4 WAMPAC(Wide Area Monitoring Protection And Control).....	27
5.1.5 NORMATIVIDAD.....	29
5.2 ESTUDIO DE LA TEORÍA DE ÁNGULOS DE CORTE Y SUS APLICACIONES EN LA PROTECCIÓN DE ÁREA AMPLIA DE UN SISTEMA DE POTENCIA.	30
5.2.1 ÁNGULO DE CORTE	30
5.2.1.1 FORMULACIÓN MATRICIAL	32
5.2.1.2 VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE CORTE ENTRE LAS ÁREAS DE CORTE (AC)	35
5.2.2 ESTADO DEL ARTE.....	37
5.2.2.1 NIVEL GLOBAL	38
5.2.2.2 NIVEL LOCAL.....	43
6 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE PMUS CON RESTRICCIÓN DE ÁNGULO DE CORTE	51
6.1 ¿QUÉ ES OPTIMIZACIÓN?.....	51
6.2 PROGRAMACIÓN LINEAL.....	53
6.2.1 PROGRAMACION LINEAL ENTERA BINARIA	55
6.3 PROPUESTA DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE PMUS CON RESTRICCIÓN DE ÁNGULO DE CORTE	55
7 APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.	63

7.1	VERIFICACIÓN DE ACTUACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN SISTÉMICA	69
7.2	METODOLOGÍA DE PROTECCIÓN SISTÉMICA	70
7.2.1	<i>Basado en ángulo central</i>	70
7.2.2	<i>Basado en ángulo de corte</i>	70
7.3	EJERCICIO PROPUESTO PARA EVALUAR COMPATIBILIDAD DE FUNCIONAMIENTO	73
	CONCLUSIONES	79
	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	80
	BIBLIOGRAFÍA	81
	ANEXO 1: MANUAL DE USUARIO SOFTWARE UOP-AC	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología T&D para propuesta de trabajo de grado.....	16
Figura 2. Definición de sincrofasor y convención de ángulo [6].....	21
Figura 3. Composición de un PMU.	21
Figura 4. Esquema general de un SPS.....	22
Figura 5. Disparo interno del generador ante indisponibilidad de LT [7].....	23
Figura 6. Clasificación de la estabilidad en un sistema de potencia [9].....	24
Figura 7 Tiempo de SPS relacionado a fenómenos en el sistema de potencia [7].....	25
Figura 8. Diagrama conceptual del sistema de medida de fasores sincronizados [10].	26
Figura 9. Diagrama de Bloques de un WACS [10].	27
Figura 10 diseño conceptual de un sistema WAMPAC [11].....	28
Figura 11 Estándar de PMUs [4].....	30
Figura 12 Ángulo y área de corte, para operación entre dos áreas [12].....	31
Figura 13 Sistema de Potencia Test.....	32
Figura 14. Variación del ángulo de corte dentro del área de corte.	35
Figura 15. Ejemplos de áreas de corte en un sistema de potencia.	36
Figura 16. Separación de los ángulos de corte.	37
Figura 17. Sistema de prueba de Nueva Inglaterra de 39 barras [13].....	41
Figura 18. Sistema de 225 barras noroeste de estados unidos.....	42
Figura 19. Areas de corte propuestas para el sistema de potencia de Colombiano. [12] .	47
Figura 20. Cambios del ángulo de corte dentro de las áreas de corte ante distintas perturbaciones [12].....	47
Figura 21. Sistemas de prueba utilizados en el artículo <i>New Indices for the “Angular Analysis of the Electrical Power Systems based on PMU Measurements”</i> [20].....	50
Figura 22. Tipos de optimización.....	53
Figura 23. Comportamiento de publicaciones.....	57
Figura 24. Sistema para prueba de observabilidad.....	58
Figura 25. Restricción de ángulo de corte.....	60
Figura 26. Interfaz Gráfica.....	64
Figura 27. Sistema IEEE de 39 barras (New England Power Grid Model).....	65
Figura 28. Área de corte sistema IEEE 39 barras.....	65
Figura 29. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras ante contingencia en línea 16-17.....	66
Figura 30. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras ante contingencia en línea 9-39.....	67
Figura 31. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras ante contingencia en línea 4-14.....	67
Figura 32. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras.....	68
Figura 33. Diagrama de flujo de funcionamiento del software.....	69
Figura 34. Diagrama de flujo general de las metodologías propuestas en la referencia [4].....	72
Figura 35. Separación de áreas basado en indicadores de ángulo central y de corte.....	73
Figura 36. Área de corte implementada.....	74
Figura 37. Unifilar de subestación CERROMATOSO 500 kV.....	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Susceptancias de líneas de área de corte caso base.....	40
Tabla 2. Valores de ángulo de corte caso base	43
Tabla 3 Ángulo de corte para aumento de potencia entre áreas y apertura de LT	43
Tabla 4. Comportamiento de parámetros del ángulo de corte ante diferentes casos [20]	49
Tabla 5. Casos aplicados sistema 5 barras de prueba [20].....	49
Tabla 6. Clasificación general de técnicas de optimización [25].....	51
Tabla 7. Artículos publicados [30]	55
Tabla 8. Nomenclatura utilizada para área de corte del sistema IEEE 39 barras	64
Tabla 9. Contingencias sistema IEEE 39 Barras.....	65
Tabla 10. Área de corte zona Antioquia [4].	74
Tabla 11. Salida de subestación CERROMATOSO en barra 1 y 2 de 500 kV	74
Tabla 12. PMUs Instaladas para distintos valores de tolerancia	75
Tabla 13. Valor de $d\theta_c/dt$ para t después de falla dividido por umbral de 2,4 grados/segundos	76
Tabla 14. Valor de $d\theta_c/dt$ para t después de falla dividido por umbral de 2,7 grados/segundos	78

GLOSARIO Y SIGLAS

Central Angle (ángulo central): concepto que cuantifica las diferencias angulares entre los distintos nodos, respecto a una referencia, con el fin de detectar inestabilidades angulares transitorias [1].

Cutset Angle (ángulo de corte): Concepto que sintetiza gran cantidad de medidas angulares de un sistema de potencia, realizando ponderaciones entre los ángulos y susceptancias de conexión entre dos áreas [1].

Fasor: Vector que gira a una velocidad ω determinada, su longitud representa el valor medio de la señal, el ángulo, su fase, la velocidad de giro está relacionada con la frecuencia de la señal. Un fasor puede representar una onda de corriente alterna ya sea de tensión o corriente [2].

Función objetivo: Es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar) [3].

Restricciones: Representan el conjunto de relaciones expresadas mediante ecuaciones e inecuaciones, obligadas a satisfacer por ciertas variables o expresiones [3].

Sincrofasor: Fasores que están referenciados al mismo instante de tiempo, lo que permite una medición sincronizada de sus magnitudes y ángulos [2].

SIGLAS

GAMS: (The General Algebraic Modeling System) sistema general de modelos algebraicos.

GUIDE: (Graphical user interface) interfaz gráfica de usuario desarrollada en ambiente MATLAB.

IEC: (*International Electrotechnical Commission*) Comisión Internacional electrotécnica.

IEEE: (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) Asociación internacional de ingenieros electricistas y electrónicos.

LT: Línea de transmisión

MATLAB: (MATrix LABoratory) Laboratorio de matrices.

PMU: (*Phasor Measurement Unit*) unidad de medición fasorial.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SP: Sistema de potencia.

SPS: (*System Protection Scheme*) Esquema de protección sistemática.

STN: Sistema de transmisión nacional.

STR: Sistema de transmisión regional.

UNIDADES Y SÍMBOLOS

A continuación se ilustra una lista preliminar de las unidades de las variables de interés para el presente proyecto

- **Ángulo en grados:** °
- **Capacitancia:** F
- **Distancia:** km
- **Frecuencia:** Hz
- **Impedancia:** Ω
- **Inductancia:** H
- **Potencia Activa:** MW
- **Potencia aparente:** MVA
- **Potencia Reactiva** Mvar
- **Susceptancia:** B o b, con unidades S (Siemens)
- **Tensión:** kV
- **Tiempo:** s

1 METODOLOGÍA T&D PROPUESTA DE TRABAJO DE GRADO

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se aplica la metodología propuesta en el Seminario de Investigación de maestría y especialización de T&D de la universidad pontificia bolivariana.

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Partiendo de que en la actualidad, el medio cuenta con modelos de optimización que ubican de manera óptima las PMUs en base a unas restricciones, no se ha implementado aun un modelo de optimización que tenga en cuenta las restricciones que se originan por la teoría de ángulo de corte, por tal motivo se ve la importancia de este trabajo de grado, ya que al permitir incorporar estas restricciones en un modelo de optimización, los beneficios de esta teoría podrían ser implementados en el sistema, ya que los obstáculos económicos y de carga computacional que impiden la implementación de esta, se vería mitigado por este modelo de optimización.

1.2 RAÍCES DEL PROBLEMA

Son las causas que describen el origen del problema, y que permiten demostrar que existe un vacío de conocimiento.

1.2.1 RAÍCES PRIMARIAS

Son las raíces fundamentales o que tienen una incidencia directa sobre el problema.

Para la realización de este trabajo grado “ubicación optimizada de sincrofasores en áreas de corte para la implementación de protecciones de área amplia”, se identificaron las siguientes raíces primarias que tienen una incidencia directa sobre el tema:

- **Raíces Técnicas.** El concepto de ángulo de corte actualmente está en fase piloto, ya que se ha trabajado a nivel de simulación y no se ha implementa aun físicamente a pesar de los beneficios que se han evidenciado en las distintas publicaciones científicas. Ya que variables detractoras como: económicas y de carga computacional son uno de los impedimentos que hace que esta teoría no se implemente en la red nacional, debido a que el sistema se expanda y las áreas de corte que se utilicen para monitorearlo se modifiquen debido al aumento de nodos a monitorear lo cual implica la creación de más áreas de corte, además de las líneas de transmisión y barras fronterizas que estas posean. Por tal razón se evidencia la necesidad de ubicar de forma óptima las PMUs, con el fin de aliviar las variables detractoras planteadas, mediante el desarrollo de un modelo matemático que alivie dicha situación y de una herramienta computacional, que permita evaluar la viabilidad de minimizar la cantidad de PMUs para tener una magnitud de ángulo corte que se aproxime a la medida ideal (PMUs en todas las barras). Con el fin de obtener los beneficios que esta teoría trae consigo.
- **Raíces Económicas.** Un incentivo económico claro en el desarrollo de este trabajo de grado, se basa en que no es práctico implementar PMUs en todas las barras de un sistema de potencia debido a los altos costos económicos que esto requiere y a la carga computacional necesaria para manejar toda la información en tiempo real, aspecto que se logra solucionar por medio de un software que optimice la ubicación

de estos dispositivos para que la inversión no deba ser tan alta y para que las variables de información se gestionen con mayor agilidad para la toma estratégica de decisiones en los sistemas y evitar así colapsos.

1.2.2 RAÍCES SECUNDARIAS

Son las raíces que tienen una incidencia indirecta sobre el problema.

- **Raíces Técnicas**

- ✓ El tema de sincrofasores en el país es actualmente de mucho interés y este proyecto puede solucionar dificultades técnicas que los operadores de red o el operador tengan actualmente, mediante la obtención de datos de forma eficiente.
- ✓ Optimizar el uso de los PMUs puede permitir un mayor despliegue e incorporación de este tipo de tecnologías en el sistema de potencia colombiano, debido a que se implementa respecto a un criterio matemático riguroso, que garantiza que se cumpla las condiciones que este contiene.

- **Raíces Económicas**

- ✓ Optimizar el uso de las PMUs en los sistemas puede tener beneficios económicos para los prestadores del servicio y usuarios de la red, debido que ante una perturbación, estas herramientas ayudan a mitigar el riesgo de la propagación del fenómeno y por ende las empresas prestadoras del servicio no tengan que indemnizar o compensar a los usuarios y los usuarios no presenten daños en su infraestructura y pérdida de tiempo en reparaciones que se podrían haber evitado con el uso de esta herramienta.
- ✓ Otro beneficio es para los generadores y transmisores de la red, ya que ante una situación no deseada, el operador de red tomaría una decisión apoyada en la teoría de ángulo de corte, lo cual ayudaría a salvaguardar los activos que estos poseen.

1.3 PERCEPTORES DEL PROBLEMA

Son los agentes afectados por el problema y quienes se verán beneficiados por la solución del mismo.

1.3.1 DIRECTOS

Son los agentes o entidades que tienen un efecto directo del problema. Para el caso de este trabajo de grado son:

- ✓ Transmisores del sistema de potencia Colombiano
- ✓ Operadores de red
- ✓ Centros de control y operación (XM)
- ✓ Planeación (UPME)

1.3.2 INDIRECTOS

Son los agentes, que si bien están afectados por el problema, las incidencias no son de una manera directa y en este caso se han identificado los siguientes agentes:

- ✓ Universidades – Grupos de Investigación.
- ✓ Usuarios - Residenciales e Industriales

1.4 PROPUESTA INVESTIGATIVA

Después de realizada la propuesta TYD para la evaluación de proyectos, se presenta la siguiente propuesta investigativa.

El trabajo de grado propone la optimización de la cantidad y ubicación de las unidades de medición fasorial en áreas de corte previamente definidas, buscando obtener una medida confiable del ángulo de corte, de modo que todo tipo de metodologías de protección sistémica basada en esta teoría, sea viable tecno-económicamente.

1.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El alcance del presente trabajo de grado consiste en proponer un modelo de optimización que permita encontrar la cantidad mínima de sincrofasores, que se puede instalar en un área de corte previamente definida, con el fin de obtener una medida confiable del ángulo de corte.

- ✓ Se realizará una herramienta computacional que permita ejecutar el modelo matemático propuesto con el fin de realizar sensibilidades de diferentes casos de estudio.
- ✓ Se realizará un manual de usuario con la explicación en detalle del manejo y operación del programa.
- ✓ Se desarrollará un artículo publicable con los principales hallazgos y conclusiones del proyecto.

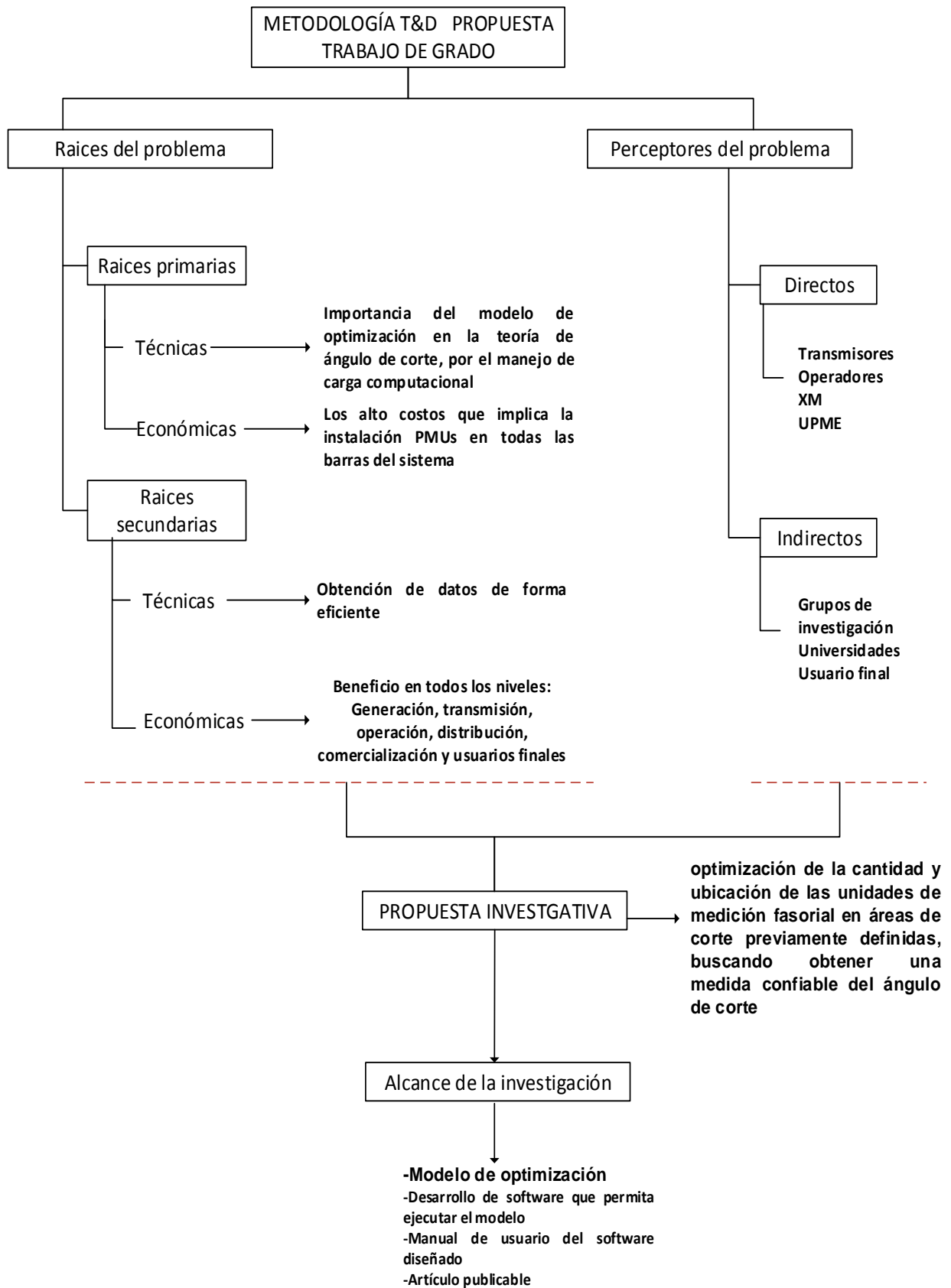


Figura 1. Metodología T&D para propuesta de trabajo de grado.

2 RESUMEN

Para la elaboración del presente trabajo se comenzó realizando una investigación de distintos artículos relacionados con la teoría de ángulo y área de corte, con el fin de trabajar con las ecuaciones que estos proporcionan y poder implementarlas como posibles restricciones del problema (“Ubicación optimizada de sincrofasores en áreas de corte para la implementación de protecciones de área amplia”), posteriormente se realizó un breve resumen de la importancia de optimizar y se desarrolló un modelo matemático de programación lineal binaria, el cual permitió el cumplimiento de los objetivos planteados posteriormente. Al final del documento se encuentra los resultados obtenidos para un sistema IEEE de 39 barras y el sistema eléctrico Colombiano. Por último se finaliza el documento con la elaboración de propuestas futuras y conclusiones.

Adicionalmente se presenta en la parte de anexos el manual de usuario para el manejo adecuado del software **UOP-AC**(“Ubicación óptima de PMUs para ángulo de corte”), el cual es el producto de la investigación realizada a lo largo del trabajo, más el artículo de publicación de este.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer un modelo matemático de optimización, el cual permita estimar la cantidad mínima de unidades de medición sincrofasorial que se pueden instalar en un área de corte previamente definida, buscando obtener una medida confiable del ángulo de corte.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estudio de la teoría de ángulos de corte y sus aplicaciones en la protección de área amplia de un sistema de potencia, sintetizando las aplicaciones propuestas para Colombia (por ejemplo por UPB).
- Proponer un modelo matemático de optimización que permita reducir la cantidad de unidades de medición sincrofasorial en un área de corte previamente definida.
- Diseñar una herramienta computacional o interfaz que permita ejecutar el modelo de optimización seleccionado, buscando minimizar la cantidad de sincrofasores en un área de corte previamente definida, para la medición adecuada de ángulo de corte de dicha área y su aplicación en protecciones sistémicas.
- Realizar pruebas y análisis del modelo de optimización seleccionado para redes reducidas tipo IEEE, observando posibilidades de incluirlo a la red nacional de transmisión colombiana. Y realizar verificaciones de actuación de esquemas de protección sistémica.

- Formular propuestas y recomendaciones futuras con base en el modelo de optimización realizado, con miras a la optimización de la cantidad de unidades de medición sincrofasorial en diversas áreas de una red eléctrica, para aplicaciones de protección de área amplia.

4 INTRODUCCIÓN

Actualmente en Colombia, se ha empezado a implementar unidades de medición fasorial sobre el STN. Con el fin de supervisar su estado en tiempo real. La utilidad de esta decisión permite la detección de posibles alertas respecto al comportamiento estático o dinámico, el nivel de estrés de la red, entre otras aplicaciones. Esta herramienta permite que el operador de red pueda responder de forma coherente ante eventos que atenten contra la integridad del sistema.

El presente trabajo propone la optimización de la cantidad y ubicación de las unidades de medición fasorial en áreas de corte previamente definidas, buscando obtener una medida confiable del ángulo de corte, de modo que todo tipo de metodologías de protección sistémica, como por ejemplo la evaluada para el sistema nacional Colombiano en la referencia [4] , puedan ser implementadas.

Estas metodologías toman acciones de control aplicadas al STN como: deslastre de carga, rechazo de generación y aislamiento de áreas operativas. Estas acciones se activan dependiendo del valor de sus indicadores internos, los cuales están basados en la teoría de ángulo de corte y central. Estos se obtienen por medio de un proceso matemático que se alimenta por los datos suministrados de las unidades de medición fasorial. Sin embargo, este procedimiento supone sincrofasores en las barras fronterizas de las distintas áreas que componen al sistema que se desea analizar, lo cual podría no ser viable por variables económicas o de carga computacional. Por tal motivo se evidencia la importancia del presente trabajo, ya que puede ser una gran base para la viabilidad de trabajos, propuestas, investigaciones, entre otras.

De igual forma se presenta el desarrollo de una herramienta de cómputo, que permita el cálculo del ángulo de corte para áreas de corte predefinidas, esta herramienta se desarrolló en la interfaz gráfica GUIDE del software MATLAB [5].

Esto resulta muy importante para las empresas del sector eléctrico, especialmente para los operadores de red y usuarios, ya que ante posibles situaciones que sean perjudiciales para el sistema, se tomaría acciones, respaldadas por un proceso matemático, que garantiza el cálculo del ángulo de corte, con un número limitado de PMUs, con el fin de eliminar variables de latencia o de costo. Por ende, ante una situación indeseada se tendrían herramientas que pueden ser de gran utilidad a la hora de salvaguardar el sistema, lo cual se traduce a un menor número de usuarios afectados, e implica menores pérdidas para las empresas relacionadas con el transporte y generación de energía eléctrica.

5 MARCO TEÓRICO

Hoy en día los sistemas de potencia tienen mayor necesidad de incluir el concepto de las *Smart Grids* (“redes inteligentes”) debido al crecimiento y al mayor número de variables que se deben tener en cuenta para operar con altos niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, debido al fuerte crecimiento de la demanda. Con el fin de poder administrar dicho sistema de una manera más adecuada, los centros de investigación, universidades, empresa del sector y entre otros, crean modelos y herramientas que permitan alcanzar este objetivo.

Una de estas herramientas es la medición sincrofasorial la cual consiste en representar en tiempo real, las medidas tomadas por las PMUs de las señales sinusoidales de voltajes, corrientes y frecuencia del sistema de potencia que se está analizando, de forma sincronizada por medio de GPS. Con el fin de obtener observabilidad en el sistema de potencia.

Los valores obtenidos son valores complejos de tensión y corriente en base a formatos del estándar IEEE C37.118 [3], estos dispositivos envían los datos con su respectivo formato y con la etiqueta de tiempo (*timetag*) al concentrador de datos de fasores, conocido en inglés por las siglas PDC.

“El reporte es instantáneo, y este está representado por la etiqueta de tiempo, la cual define la referencia para la representación fasorial de la señal senoidal medida, ya que posee la información del instante del tiempo en que se ejecutó la medida. El ángulo de fase del fasor es igual a la separación angular entre el momento en que se toma el dato y el pico de la sinusoidal.” [6]

En la Figura 2(a), se puede observar que el pico de la señal coincide con la *timetag*, por ende la diferencia angular es nula y la medida del ángulo del fasor correspondiente a dicha señal muestreada es de 0° . En la Figura 2(b), se puede observar que la señal cruza por cero al aplicarse la etiqueta de tiempo, obteniendo una medida de ángulo de -90° .

En la Figura 3 se muestra la composición básica que debe tener una PMU, para poder realizar el proceso mencionado con anterioridad.

composición básica:

- Receptor GPS, el cual recibe la señal del reloj.
- Oscilador de sincronización de fase.
- Convertidor de señales análogas a digitales.
- Filtros antialiasing.
- Microprocesador de fasores.
- Modem o transductor de comunicación.

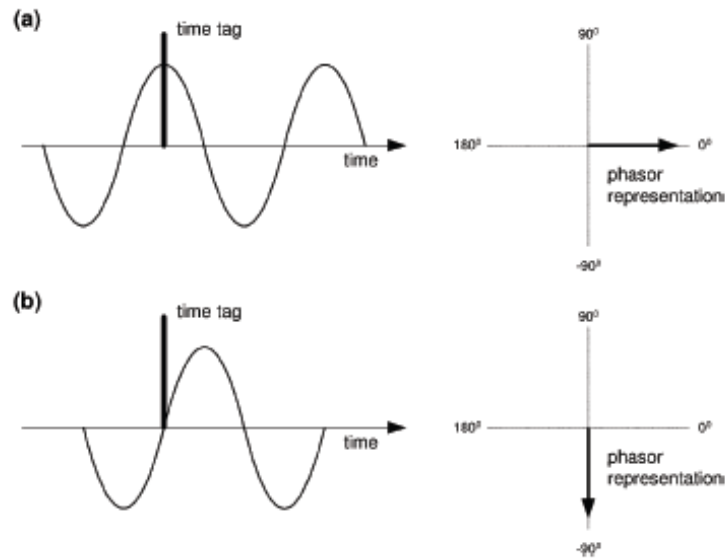


Figura 2. Definición de sincrofasor y convención de ángulo [6].

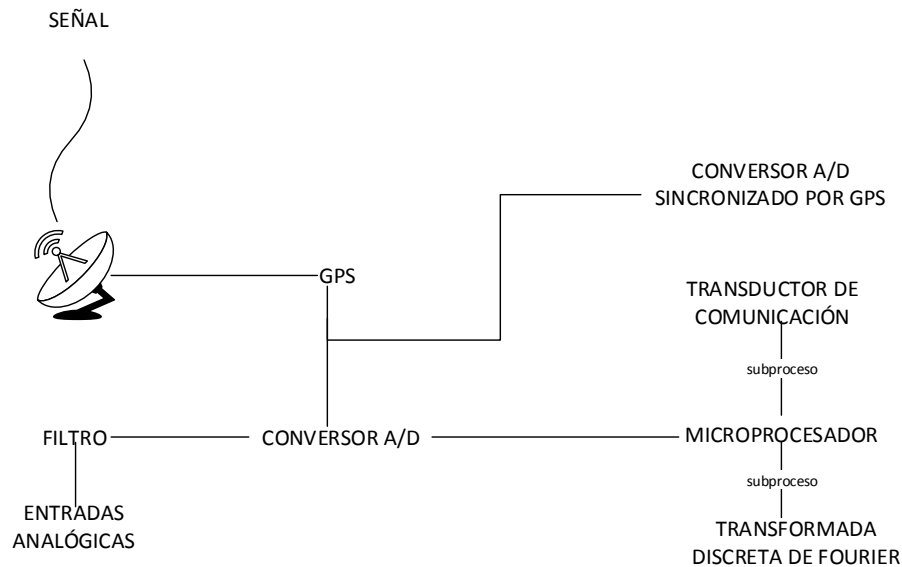


Figura 3. Composición de un PMU.

5.1 APLICABILIDAD DE LAS PMUs

5.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIONES SISTÉMICAS

Los esquemas de protecciones Sistémicas conocidos en inglés como SPS (*System Protection Scheme*), son un conjunto de elementos de protección y control diseñados para detectar condiciones anormales en la red y tomar acciones correctivas, con el fin de conservar la integridad del sistema, evitando la extensión del evento y garantizando un desempeño aceptable, minimizando el colapso de la demanda no atendida, por medio de acciones como cambios en la carga, topología y generación, de tal manera que se puedan conservar niveles aceptables de tensión y flujo de potencia [7].

Su función principal es mitigar eventos que no son cubiertos mediante generación de seguridad o expansión del sistema, pues son de baja probabilidad de ocurrencia y no hay posibilidad de protegerse ante ellos o la protección es muy costosa [8].

Este tipo de esquemas se basan en elementos diferentes a las protecciones habituales que un sistema de potencia incorpora, ya que estas no pueden actuar por los valores que toman las variables de medida durante el evento. Las variables detectadas son tensión en los nodos, corrientes y flujos por las líneas y transformadores, cambio de frecuencia, etc. [8].

En la Figura 4 se puede apreciar la estructura general de un esquema de protección sistemática el cual está basado en la referencia [7].

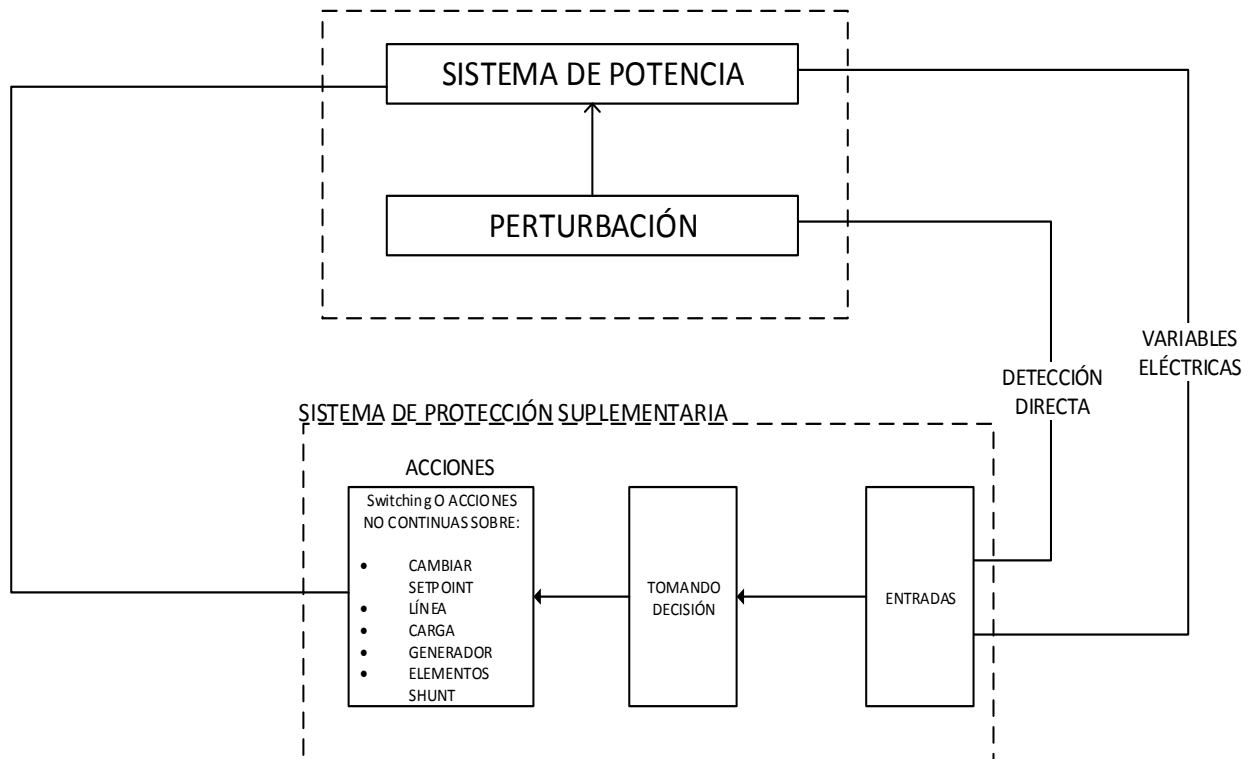


Figura 4. Esquema general de un SPS.

A continuación se nombran algunos ejemplos de un SPS:

- Control de cambio de carga y generación
- Disparo remoto de generación en caso de pérdida de capacidad de transmisión, con el fin de evitar sobrecargas en las LT restantes.

En la Figura 5 se puede observar una estructura típica de un sistema de potencia, en este se ilustra la ocurrencia de una falla en una de las LT, por lo tanto el resto de las líneas pueden exceder sus condiciones de diseño, por exceso de flujo de potencia, por lo tanto se realiza un disparo interno en uno de los generadores, con el fin de salvaguardar la

integridad de dichos elementos. Ante dicha acción es importante tener reserva de generación en el área de carga, para mantener el nivel de flujo de potencia de los elementos involucrados.

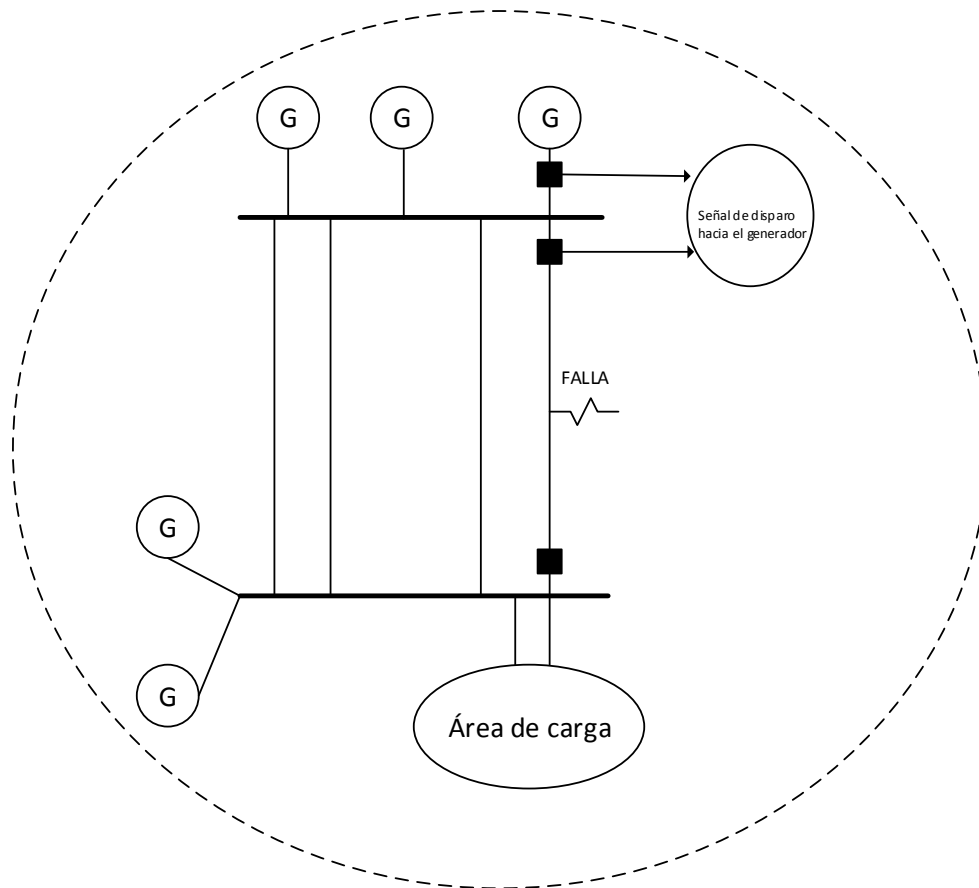


Figura 5. Disparo interno del generador ante indisponibilidad de LT [7].

5.1.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SPS

Los esquemas de protección sistemática, usualmente empiezan actuar después de la ocurrencia de una perturbación sobre el sistema de potencia, la cual provoca distintos problemas de estabilidad, como se presenta en la Figura 6. Los SPS ante tal situación son los encargados de proveer los requerimientos suficientes para forzar que la estabilidad del sistema se preserve.

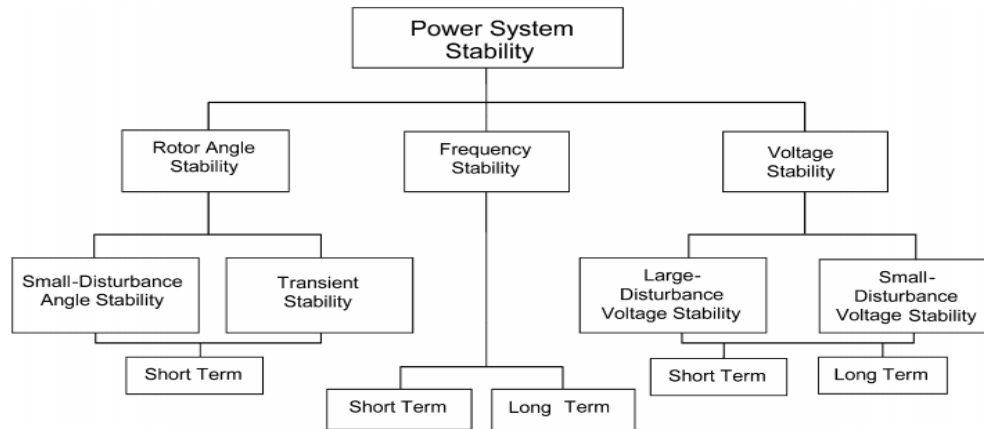


Figura 6. Clasificación de la estabilidad en un sistema de potencia [9]

La clasificación de estos esquemas está acorde a los siguientes ítems:

- a) Variables de entrada
- b) Impacto sobre el sistema de potencia
- c) Tiempo de operación

5.1.1.2 VARIABLE DE ENTRADA

Los siguientes ítems corresponden a la clasificación de los SPS por variable de entrada:

- **Respuesta basada en SPS**

Monitorea las distintas variables eléctricas como tensión, frecuencia, etc. Iniciando una acción de estabilización después de haber ocurrido la perturbación, ya que dichas variables se encuentran deterioradas, ya sea por cambio en la carga, por bajas tensiones, etc. El objetivo de este tipo de esquema es corregir la degradación de estas variables por medio de acciones locales.

- **SPS basado en ocurrencia de eventos**

Están diseñados para operar cuando se reconoce una combinación de eventos con el fin de asegurar la detección de un evento en particular (pérdidas de varias líneas en una S/E). Este tipo de esquema se usa generalmente cuando la gravedad del evento supera la robustez del sistema de potencia o cuando el fenómeno es demasiado rápido. Por lo tanto su operación es de alta velocidad y las acciones a tomar, deben ejecutarse antes de que el sistema se encuentre degradado y no pueda prevenirse la inestabilidad, estas acciones pueden ser locales y/o remotas.

5.1.1.3 IMPACTO SOBRE EL SISTEMA

Se clasifica según la severidad de la contingencia y el impacto que tenga sobre el sistema. Este tipo de clasificación permite la posibilidad de la instalación de distintos SPS sobre el sistema de potencia, acorde a su importancia para diferentes requerimientos de rendimiento como: confiabilidad, seguridad y mantenimiento [7].

La clasificación de estos esquemas se divide en 3 tipos, donde todos reconocen o anticipan condiciones resultantes de los siguientes ítems:

- **Tipo 1:** Diseño y condiciones operativas de contingencias

- **Tipo 2:**Contingencias extremas u otras causas que son extremas para el sistema de potencia
- **Tipo 3:**Eventos de bajo impacto

La mala operación de los SPS de los distintos tipos anteriormente mostrados pueden causar las siguientes condiciones:

- **Tipo 1:** impacto adverso fuera del área local, se toman acciones destinadas a la recuperación de los parámetros de estado estable.
- **Tipo 2:** impacto adverso fuera del área local, se toman acciones, donde prima el criterio de seguridad
- **Tipo 3:** bajo impacto adverso por fuera del área local, se toman las acciones destinadas, para recuperar parámetros. La diferencia de este tipo de SPS es que puede convertirse en un esquema tipo 1 o tipo 2.

5.1.1.4 TIEMPO DE OPERACIÓN

En la Figura 7 se ilustra una aproximación del tiempo de cada acción asociada a un distinto SPS, en base a los distintos fenómenos que causan inestabilidad.

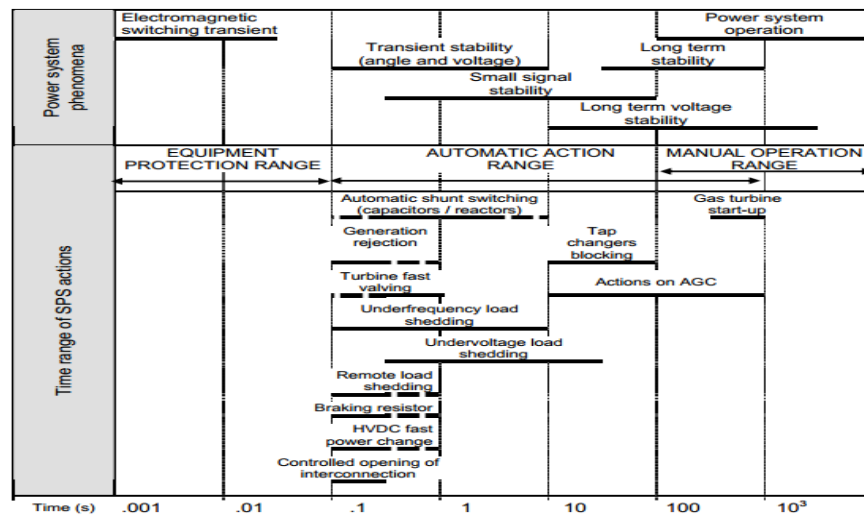


Figura 7 Tiempo de SPS relacionado a fenómenos en el sistema de potencia [7]

Las líneas horizontales de la Figura 7 representan un rango típico de operación para cada SPS y las líneas verticales indican el rango de operación total.

El foco del presente trabajo hace énfasis en la optimización de los esquemas de protección sistemática basados en la teoría de ángulo de corte y central, este tipo de esquema se puede definir temporalmente, en base a lo anteriormente planteado como:

- Variable de entrada
Respuesta basada en SPS (medición de la tensión en magnitud y fase)
- Impacto sobre el sistema
Los indicadores obtenidos por medio de la teoría de ángulo de corte y central, pueden dar indicios de eventos en cascada, por tal motivo se clasifica como un SPS

principalmente de tipo 2, aunque también pueden presentarse contingencias que sean operativas que se pueden detectar con la teoría de ángulos y por ende se puede clasificar como un SPS de tipo 1.

- Tiempo de operación

5.1.2 WAMS (WIDE AREA MEASUREMENT SYSTEM)

La ubicación estratégica de las PMUs, permite la vigilancia de un sistema de potencia, que en el campo de la ingeniería eléctrica es conocida como aplicabilidad de tecnologías WAMS (*Wide Area Measurement System*), que además de estar compuesta por PMUs están conformadas por los PDC, los cuales son los encargados de recibir las medidas tomadas por las distintas PMUs con su respectivo *timetag*, después de esta etapa el PDC gestiona estos datos para luego procesar y hacer aptas para otros sistemas como el SCADA. En la Figura 8 se puede observar el esquema básico de un sistema de medición sincronizada con implementación de WAMS.

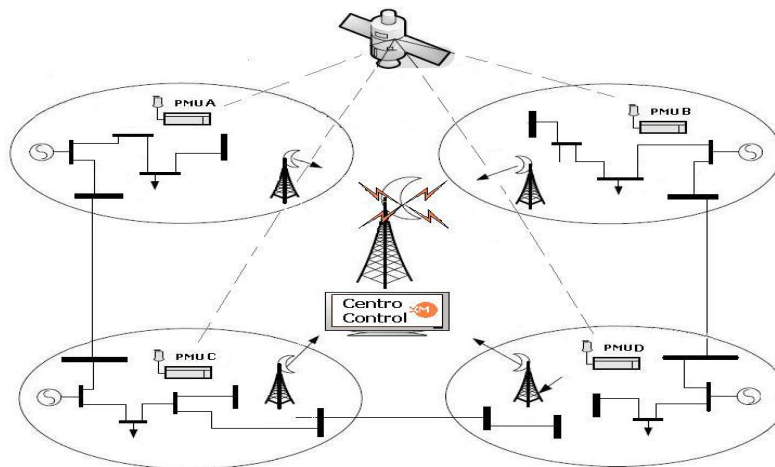


Figura 8. Diagrama conceptual del sistema de medida de fasores sincronizados [10].

La utilidad de esta red es que permite la visualización del estado en tiempo real del SP, por medio de las medidas enviadas por las PMUs, permitiendo que el operador de red tome acciones preventivas o correctivas rápidamente con el fin de salvaguardar el SP ante perturbaciones que puedan atentar con la estabilidad del mismo, como un cambio drástico de la diferencia angular entre dos barras del SP. Ya que esto quiere decir que el SP está presentando una condición de inestabilidad. Sin embargo, no es la única situación que se puede presentar, ya que hay otras variables que afectan la estabilidad del mismo como la variación no controlada de la frecuencia del sistema con respecto al tiempo, la duración de las perturbaciones o de las oscilaciones con su respectiva frecuencia y el patrón de amortiguamiento.

“Los WAMS pueden distinguir situaciones de inestabilidad tales como angular transitoria, angular de bajo nivel (small signal), de frecuencia y de tensión de corto y largo plazo. También permiten hacer una estimación de estados y tener una protección adaptativa que va en función del SP, con lo cual se logra mejorar en gran medida el control sobre éste” [1]

5.1.3 WACS (*Wide-Area Control System*)

Los WACS (*Wide área control system*), ayudan a prevenir problemas de estabilidad transitoria y de tensión en el SP, por medio de acciones rápidas como: inyecciones de potencia, deslastre de carga, maniobras de para compensación de reactivos (bancos de capacitores, inductores, SVC, entre otros), según sea el caso, al SP y entre otras acciones. En la Figura 9 se puede observar la estructura general de dicho esquema.

Los WACS poseen dos estructuras que se ejecutan de forma paralela y actúan en base a umbrales definidos; donde el que tiene mayor prioridad es el de control encargado de la estabilidad transitoria inter-área en operaciones en (milisegundos), y el segundo es el encargado de controlar la estabilidad de tensión con operación en (segundos).

La ventaja de estos sistemas frente a otros como los esquemas de acción correctiva (RAS), es que son más económicos y ágiles, ya que los RAS están diseñados para actuar bajo ciertos eventos definidos con anterioridad y además su estructura por lo general, es de una alta complejidad.

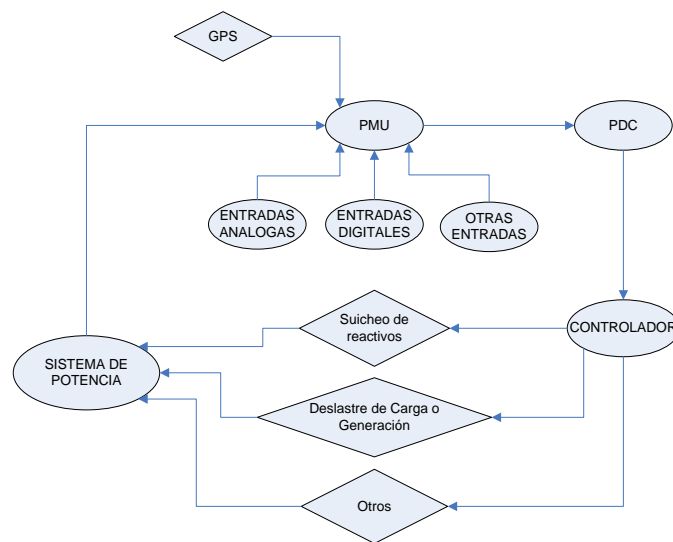


Figura 9. Diagrama de Bloques de un WACS [10].

5.1.4 WAMPAC (*Wide Area Monitoring Protection And Control*)

Los sistemas WAMPAC (*Wide Area Monitoring, Protection and Control*) surgen de integrar el control y las protecciones de un sistema para optimizar las estrategias de mitigamiento de los problemas de estabilidad de voltaje. Estos sistemas integran el control y protección de las fuentes de reactivos, el deslastre de carga por voltaje, el bloqueo de cambiadores de taps bajo carga y la información de los sistemas SCADA y de las unidades de medida fasorial.

Las acciones que toma el sistema WAMPAC son:

Desconexión de reactores, manejo de las fuentes de reactivos, arranque de unidades de generación, deslastre de carga, bloqueo de cambiadores de taps, etc.

Actualmente existe gran investigación sobre esta medida de mitigamiento, especialmente en estudios para definir las zonas de control. El desarrollo se centra en los aspectos de hardware que den confiabilidad y velocidad a estos sistemas para soportar la operación en tiempo real.

De igual manera se debe resaltar que con los sistemas WAMPAC se pueden implementar planes de defensa como esquemas inteligentes y automáticos que eviten o mitiguen el efecto de eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto.

En la siguiente figura se aprecia el diseño conceptual de un sistema WAMPAC.

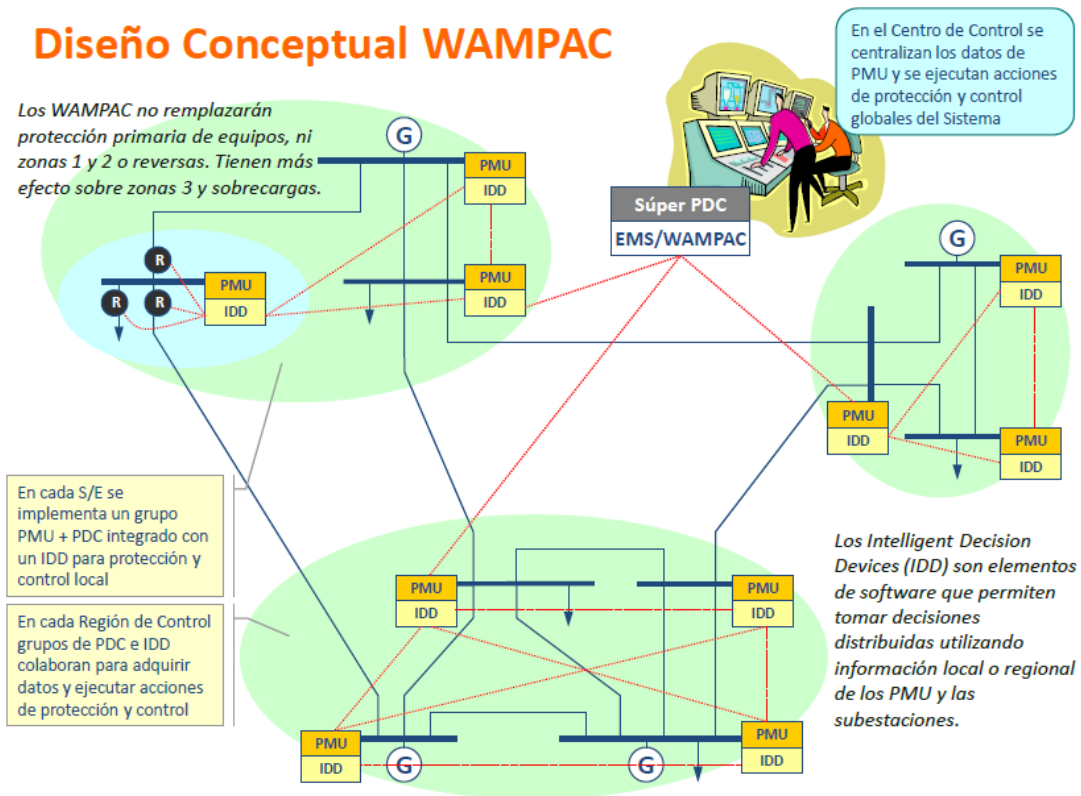


Figura 10 diseño conceptual de un sistema WAMPAC [11]

A continuación se presentan las principales aplicaciones de los sistemas WAMPAC

- Análisis de oscilaciones electromecánicas;
- Análisis post-mortem de eventos;
- Validación del desempeño dinámico;
- Validación de modelos;

- Mejoramiento de los estimadores de estados;
- Esquemas de defensa;
- Protecciones sistémicas.

De esta manera permiten reducir el número de apagones y aumentar la confiabilidad y la seguridad

5.1.5 NORMATIVIDAD.

La norma utilizada para evaluar los diferentes aspectos referentes a las PMUs como tal es el estándar IEEE 37.118 del año 2005. El origen de este estándar proviene de la IEEE 1344. Sin embargo el estándar IEEE 37.118 no tiene mayor variación respecto al original, ya que en el IEEE 37.118 se aclara o se complementan, conceptos como el del sincrofasor para frecuencias fuera de la nominal, la medición fasorial, basada el pico positivo de la onda y el instante de la medición y no en la frecuencia o la ventana de medición como anteriormente se contemplaba, más la adición de conceptos como la sincronización, entre otros, con el fin de realizar un proceso de decodificación más simple. Considerando aplicaciones con Ethernet y estableciendo una serie de requerimientos, para la realización adecuada de transmisiones que incorporen protocolos como el IP. Con requisitos de precisión como el TVE (*Total Vector Error*).

Lo anteriormente planteado permite que esta nueva norma defina más claramente los distintos conceptos que las PMU incorporan, facilitando la estandarización de las mismas.

A continuación en la Figura 11 se presenta una breve síntesis de los estándares y normas respecto a estos dispositivos, en el documento [4], se puede indagar más al respecto o en las normas y estándares ilustrados en la figura.

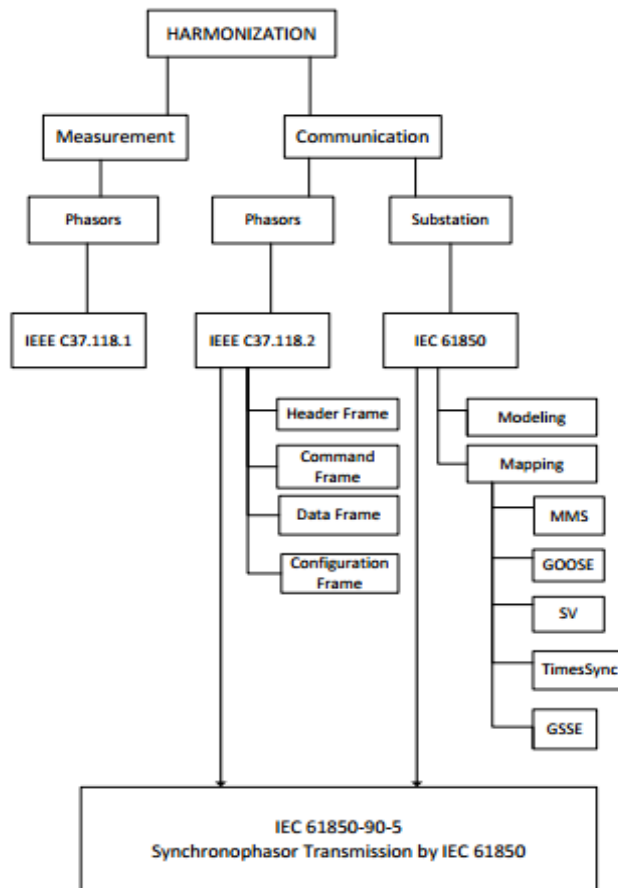


Figura 11 Estándar de PMUs [4]

5.2 ESTUDIO DE LA TEORÍA DE ÁNGULOS DE CORTE Y SUS APLICACIONES EN LA PROTECCIÓN DE ÁREA AMPLIA DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

5.2.1 ÁNGULO DE CORTE

El ángulo de corte es un arreglo matemático que tiene la potencialidad de ponderar el nivel de estrés que existe entre dos áreas mediante sus enlaces (líneas de transmisión), las cuales son definidas como el área de corte existente entre las dos áreas de interés. La esencia de este método consiste en realizar una relación entre la combinación lineal del producto de la diferencia angular de los buses frontera con la susceptancia de los enlaces. Respecto a la equivalencia total de la susceptancia de dichos enlaces.

En otras palabras, se basa en condensar las mediciones angulares de un sistema de potencia, realizando evaluaciones de las susceptancias entre dos áreas y los ángulos de las barras fronterizas. La relación entre las dos áreas se logra obtener a través de una reducción de Krön en función sus flujos de potencia, ángulos de las barras fronterizas y la susceptancias de las líneas que las interconectan [12]

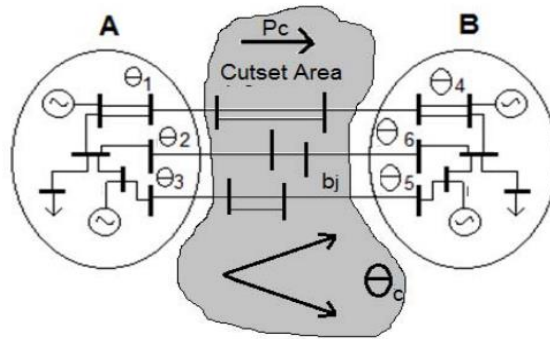


Figura 12 Ángulo y área de corte, para operación entre dos áreas [12]

El concepto de ángulo de corte permite inferir sobre el comportamiento del sistema de potencia y la transferencia de potencia entre sus áreas. Para determinar el valor de ángulo de corte se proponen las ecuaciones (1), (2) y (3), [13]

$$P_c = \sum b_c \theta_c \quad (1)$$

$$b_c = \sum_{j \in c} b_j \quad (2)$$

$$\theta_c = \sum_{j \in c} \frac{b_j}{b_c} \theta_j \quad (3)$$

Donde:

b_c : Susceptancia equivalente del área de corte.

b_j : Susceptancia de elemento j-ésimo del área de corte

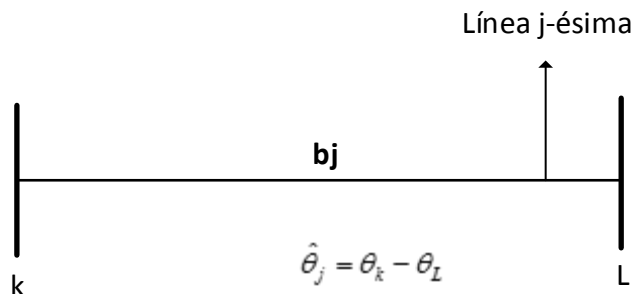
c : Índice referente al área de corte.

θ_c : ángulo de corte

P_c : Potencia transferida en el área de corte

$\hat{\theta}_j$: ángulo de la tensión entre barras de la línea j-ésima.

Ejemplo:



5.2.1.1 FORMULACIÓN MATRICIAL

Es muy útil expresar el ángulo de corte, susceptancia y potencia inyectada en términos de una matriz estándar, que permita que el ángulo de corte pueda determinarse de forma general y por ende a nivel de programación el nivel de cómputo se alivia un poco, ya que si se fuera a determinar en términos de la expresión (3), se tendría un producto con vectores de diferentes dimensiones. Para comprobar dicha afirmación se toma como referencia un sistema que tenga 6 barras fronteras, donde el área “a” tiene 3 barras y el área “b” tiene las 3 barras también; por ende la dimensión del término b_j es de 6×1 .

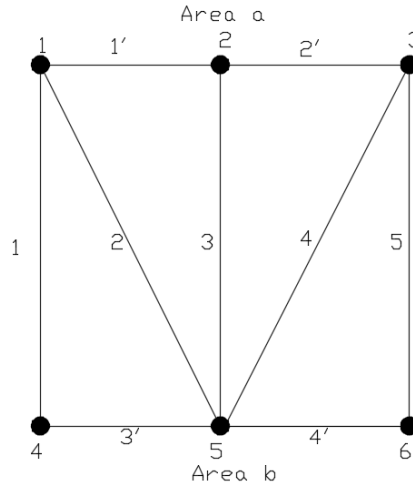


Figura 13 Sistema de Potencia Test

Partiendo de la definición del flujo de potencia en DC expuesta en (1), se resuelve el flujo de carga a través de la red expresada en la Figura 13, y se obtiene la siguiente expresión:

$$P_c = P_{ab} = b_1 \theta_1 + b_2 \theta_2 + b_3 \theta_3 + b_4 \theta_4 + b_5 \theta_5$$

De (2)

$$b_c = b_{ab} = b_1 + b_2 + b_3 + b_4 + b_5$$

Aplicando la definición del ángulo de corte (3), de la solución del sistema de la Figura 13, se obtiene la siguiente expresión, lo cual es una combinación lineal de la diferencia angular de las líneas inmersas en el área de corte, ponderada por el valor de la susceptancia de cada una de ellas.

$$\theta_c = \theta_{ab} = \frac{1}{b_{ab}} (b_1 \theta_1 + b_2 \theta_2 + b_3 \theta_3 + b_4 \theta_4 + b_5 \theta_5)$$

Partiendo de que las variables $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4$ y θ_5 , son la diferencia angular de las líneas 1,2,3,4 y 5 respectivamente. Por tanto la anterior expresión queda de la siguiente forma:

$$\theta_{ab} = \frac{((b_1 + b_2)\theta_1 + b_3\theta_2 + (b_4 + b_5)\theta_3)}{b_{ab}} - \frac{(b_1\theta_4 + (b_2 + b_3 + b_4)\theta_5 + b_5\theta_6)}{b_{ab}}$$

Con el fin de simplificar el procedimiento desarrollado con anterioridad, se expresan los buses 1, 2 y 3 del área A como un vector de unos, donde se le conocerá como variable bandera, ya que más adelante se verá la utilidad de esto, para el desarrollo matricial del ángulo de corte.

$$\sigma_a = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0]$$

Donde las componentes en cero del vector σ_a , representan los buses del área B, entonces dicho vector puede definirse de tal modo que las tres primeras componentes estén en uno y las tres restantes estén en cero, siempre y cuando se tenga en cuenta que la condición de configuración de este vector es un evento mutuamente excluyente, ya que se tiene que elegir el área con la cual se desea trabajar, mas no las dos a la vez.

Por términos de simplificación se asume como cero las conductancia de las líneas de transmisión, por ende la matriz de impedancia utilizada en flujo de carga queda reducida a una matriz de susceptancias, la cual se muestra a continuación:

$$B = \begin{bmatrix} b_1 + b_2 + b_1' & -b_1' & 0 & -b_1 & -b_2 & 0 \\ -b_1' & b_1' + b_2' + b_3' & -b_2' & 0 & -b_3 & 0 \\ 0 & -b_2' & b_2' + b_4 + b_5 & 0 & -b_4 & -b_5 \\ -b_1 & 0 & 0 & b_1 + b_3 & -b_4 & 0 \\ -b_2 & -b_3 & -b_4 & -b_3 & b_2 + b_3 + b_4 + b_3' + b_4' & -b_4' \\ 0 & 0 & -b_5 & 0 & -b_4' & b_5 + b_4' \end{bmatrix}$$

Por último para determinar el flujo de CD a través del área de corte se define el último término de la ecuación (1), en un vector transpuesto que consolida todas las medidas angulares de las barras frontera del ángulo de corte, el cual es de dimensión de (número de nodos en el área de corte X 1).

$\theta_{barras} = [\theta_1 \ \theta_2 \ \theta_3 \ \theta_4 \ \theta_5 \ \theta_6]^T$ sistema de 6 barras frontera

Para determinar una expresión que sea equivalente a la ecuación (3), se utiliza un arreglo matemático con los conceptos matriciales vistos anteriormente, los cuales se pueden observar en (5).

$$b_c = \sigma_a B \sigma_a^T \quad (4)$$

$$\theta_{ab} = \frac{\sigma_a B \theta_{barras}}{\sigma_a B \sigma_a^T} \quad (5)$$

Desarrollando la expresión de la ecuación (5) se obtiene lo siguiente:

Numerador:

$$[1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0] \begin{bmatrix} b_1 + b_2 + b_1' & -b_1' & 0 & -b_1 & -b_2 & 0 \\ -b_1' & b_1' + b_2' + b_3 & -b_2' & 0 & -b_3 & 0 \\ 0 & -b_2' & b_2' + b_4' + b_5 & 0 & -b_4 & -b_5 \\ -b_1 & 0 & 0 & b_1 + b_3 & -b_4 & 0 \\ -b_2 & -b_3 & -b_4 & -b_3 & b_2 + b_3 + b_4 + b_3' + b_4' & -b_4' \\ 0 & 0 & -b_5 & 0 & -b_4' & b_5 + b_4' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \end{bmatrix}$$

Denominador:

$$[1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0] \begin{bmatrix} b_1 + b_2 + b_1' - b_1' \\ b_1' - b_1' + b_2' - b_2' + b_3 \\ b_2' - b_2' + b_4 + b_5 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = b_1 + b_2 + b_3 + b_4 + b_5$$

(σ_a) $(B\sigma_a^T)$

Si se realizara la relación entre el numerador y el denominador de las anteriores expresiones, se obtiene el mismo resultado del desarrollo de la ecuación (3) del ejercicio planteado. Por lo tanto se comprueba la validez de la expresión de la ecuación (5). La cual se respalda en la sección 4.2 de la referencia [14].

La razón de utilizar la ecuación (5) y no la ecuación (3), es que dicha ecuación permite determinar automáticamente la magnitud del ángulo corte para sistemas de n-nodos, por tal motivo el algoritmo de cálculo es transparente hacia el usuario y es más eficiente.

5.2.1.2 VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE CORTE ENTRE LAS ÁREAS DE CORTE (AC_i)

La variación del ángulo de corte es un factor que se debe tener presente, ya que los cambios que este presenta entre áreas operativas podría servir como indicador, para mostrar que algo está ocurriendo en el sistema, por ejemplo, un aumento de potencia a través del área de corte; una contingencia que se ha producido dentro o fuera del área de corte o un funcionamiento aislado del sistema; un disparo de alguna línea, entre otras.

Si una variación importante aparece en los ángulos de corte para diferentes áreas de corte, permitiría determinar el nivel de estrés en el sistema. A continuación en la Figura 14 se puede apreciar este reconocimiento por dos áreas de corte, las cuales son descritas detalladamente en la Figura 15, estas figuras se realizaron en base a la referencia [4].

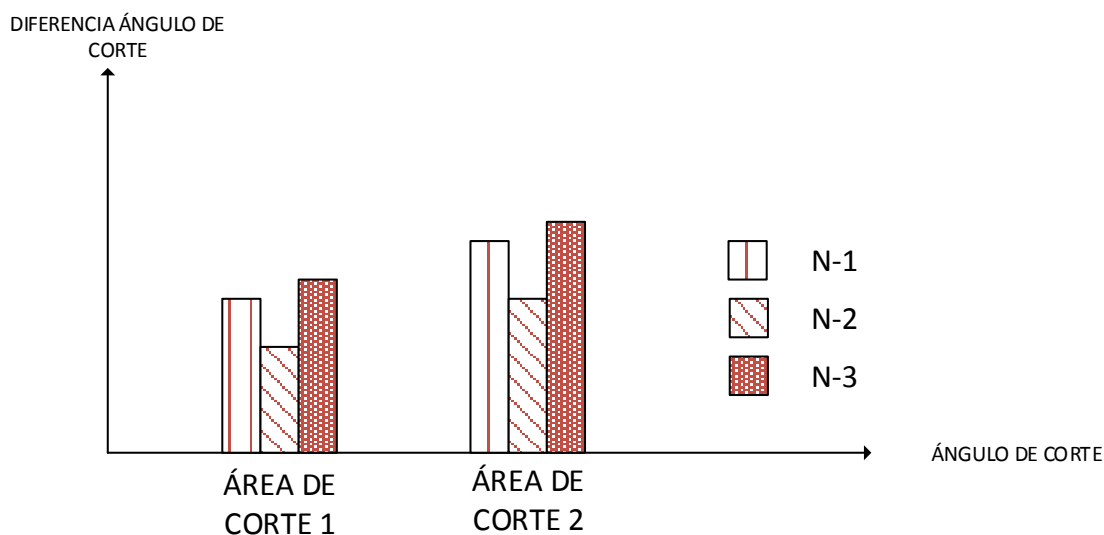


Figura 14. Variación del ángulo de corte dentro del área de corte.

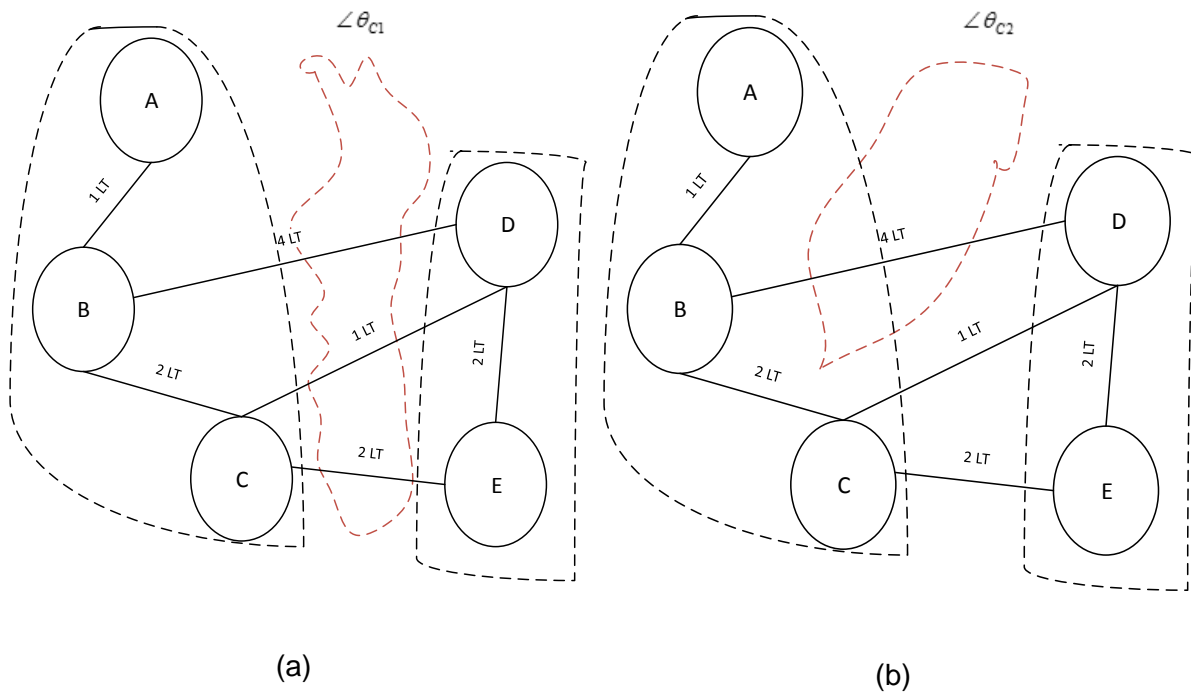


Figura 15. Ejemplos de áreas de corte en un sistema de potencia.

Para la evaluación de estas condiciones fueron analizados tres escenarios de contingencias denominados (N-1, N-2 y N-3). La variación de los ángulos de corte se comparan con el caso base sin contingencias utilizando la ecuación (6), donde el término $\Delta\theta_{ci}$ representa la variación del ángulo para un área de corte.

$$\Delta\theta_{ci} = \theta_{perturbación} - \theta_{operación_normal} \quad (6)$$

Este tipo de análisis sirve para dar una idea al operador de red, de cual forma es la más adecuada para realizar la partición de un sistema de potencia, por ejemplo en la Figura 14 se puede apreciar que el área de corte 2 es más propensa a que su ángulo de corte varíe por la variación angular en sus barras fronteras, esto se debe a que los ángulos relacionados son los de las tensiones en las líneas, por ende la variable ángulo de corte se convierte en un factor implícito, el cual revela la debilidad entre las áreas de corte, por medio de detecciones de variaciones grandes. En la Figura 14, se puede observar que los diagramas de barras para CA2 son más grandes y por lo tanto, las áreas operativas alrededor de CA2 son más propensas a colapsar ante perturbaciones [4].

Separación angular del ángulo de corte en el tiempo entre dos áreas

En la Figura 16 se presentan dos ángulos de corte tomados de la áreas de corte 1 y 2, donde se observa claramente la variación en el tiempo que estos poseen, a medida que se perturba el sistema por medio de acciones como: contingencias N-1, N-2, deslastre de

generación o la desconexión de carga, que provocan que la separación angular aumente a medida que tienen lugar dichas acciones. Este tipo de análisis puede indicar la fuerza o debilidad de las áreas operativas, permitiendo crear conciencia situacional para el operador de red, ya que este podría generar una alarma o incluso tomar acciones de control buscando evitar un colapso en el sistema de potencia.

La ecuación (7) permite encontrar el cambio de ángulo de corte en el tiempo, para cada área de corte, donde se debe tener presente que el segundo término en el lado derecho de la ecuación, es un valor constante, ya que se obtiene durante una condición estática.

$$\Delta\theta_{ci}(t) = \theta_{perturbación}(t) - \theta_{operación_normal} \quad (7)$$

Los ángulos de corte pueden ser destinados a ser aditivos o sustractivos, dependiendo de su valor numérico alcanzado cuando un evento se presente. Es de especial atención considerar las cantidades aditivas, ya que estas podrían producir más estrés en el sistema debido a una mayor separación del ángulo [15].

Nota: El estrés estático se define como el valor de referencia angular para el funcionamiento normal. Incluso puede tener un gran valor en función de la tensión inicial del sistema (por ejemplo, cambios de carga), mientras que el estrés dinámico se define como el valor del ángulo a un evento generado en el sistema.

Es importante definir el término del estrés, lo que indica una condición que potencialmente podría causar un problema estático como sobrecargas, caídas de tensión, un fenómeno de oscilación de amortiguamiento bajo o incluso un apagón en un sistema de alimentación.

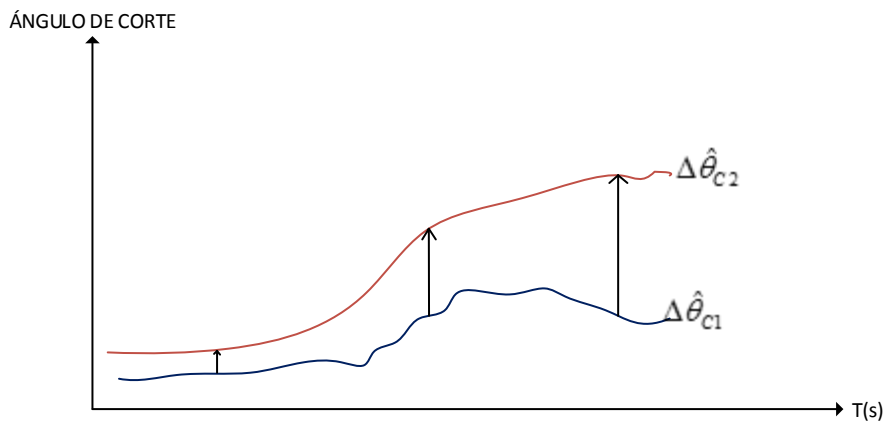


Figura 16. Separación de los ángulos de corte.

5.2.2 ESTADO DEL ARTE

En el presente literal, se muestra un breve resumen, que presenta las investigaciones realizadas a nivel global como local sobre la aplicabilidad de la teoría de ángulos de corte a sistemas de potencia.

5.2.2.1 NIVEL GLOBAL

A continuación se presentan algunos papers representativos, para el presente trabajo a nivel global.

1) *“New angles for monitoring areas”* [14]

Los ángulos de área de corte son otra nueva forma que combinada con las medidas que se obtienen del ángulo del fasor, permiten extraer información más específica sobre el estrés de la red eléctrica dentro de un área particular del sistema de energía. El concepto del ángulo y áreas de corte fue inventado en el año 2009 y sus principios desarrollados por primera vez en la referencia [13], e ilustrado en [14].

En el paper “New angles for monitoring areas”, muestra por medio de formulaciones matemáticas y aplicaciones a sistemas reales, la detección de estrés que experimenta las distintas áreas creadas en un sistema de potencia, por tal motivo se enfatiza en este documento de cómo se puede monitorear el sistema y tomar decisiones de forma coherente, con el fin de prevenir un colapso. En este documento se define el ángulo de corte correspondiente a un área del sistema potencia, como el estrés que el área presenta. El ángulo de corte en el área, consiste en una combinación ponderada de los ángulos de tensión en todos los buses frontera. Sin embargo, este ángulo de área puede ser dividido en dos partes; donde la primera, representa el estrés interno del área, el cual es causado por las inyecciones de potencia dentro de la zona y la otra parte es el estrés externo causado por flujos de energía de las otras áreas.

El estrés interno se ve impactado cuando hay una variación topología o hay un redespacho de potencia dentro del área. Cuando esto sucede fuera de esta, el estrés no se ve impactado, lo cual quiere decir que se puede monitorear con aplicaciones como medidas sincrofasoriales ubicadas en las barras frontera que acota el área y se pueda detectar cambios que el área experimenta.

El paper hace referencia en que las mediciones sincrofasoriales son cada vez más extendidas y se están abriendo nuevas oportunidades para la supervisión del sistema de transmisión de potencia y de control. En el artículo se muestra cómo combinar las mediciones fasoriales en los buses frontera de un área del sistema para medir el estrés del área con tres nuevos ángulos. El estrés del área total se puede dividir en estrés interno debido a las inyecciones de energía dentro de la zona y un estrés externo. Los nuevos ángulos obedecen las leyes de circuito, de manera que se espera que los nuevos ángulos serán fáciles de implementar y ayudarán a proporcionar información útil para los ingenieros y operadores.

En este paper se realizan pruebas sobre un sistema de 225 barras, el cual es un modelo de Western USA. En la figura 3 de este artículo, se puede observar cómo se divide el sistema, donde el área “A” es delimitado por las barras ELDORADO y PALOVRDE y el área “B” por VINCENT estos representan los buses frontera del área interna la cual denominan área “R”, por otra parte en la figura 4 de este artículo, se muestra algunas de

la pruebas realizadas al sistema y se puede observar que ante perturbaciones dentro y fuera de área "R", el ángulo de corte aumenta drásticamente su valor. Esto puede ser una información útil a la hora de determinar si se puede realizar un recierre exitoso después de la contingencia, los resultados de este y otros casos sobre este sistema se encuentra en el paper analizado.

A nivel de conclusiones se afirma que teniendo nuevos ángulos en las áreas que componen el sistema de potencia se puede monitorear y controlar el estrés de las áreas. Los nuevos ángulos se pueden calcular fácilmente a partir de mediciones fasoriales en todos los buses a lo largo de la frontera de la zona utilizando un modelo de flujo de CD.

Los ángulos de área dan información sobre el estrés específico de cada una de ellas. Esto corresponde a la forma de operar de estas a lo largo del sistema de potencia, y la información que describe las propiedades de cada área, lo cual hace que este sea más procesable. Dado que los nuevos ángulos de las áreas obedecen a las leyes de los circuitos eléctricos, es más significativo esto que una combinación arbitraria de ángulos y deben proporcionar cantidades que resumen el estado del sistema de potencia que se comporta de manera persistente con la intuición de los operadores e ingenieros sobre el flujo de potencia.

Una desventaja de los ángulos de la zona es que se requiere un modelo de flujo de carga de CD de la zona y un conocimiento o supuesto del estado de la línea en la zona.

Los ángulos de área responden a la salida de líneas y los grandes cambios angulares que se presentan en el área, los cuales corresponden a las contingencias que se presenten con grandes flujos de energía de acuerdo con las leyes de circuito. Los ángulos de área también responden proporcionalmente a redespachos potencia. Los nuevos ángulos de área son cantidades muy prometedoras para el monitoreo del estrés que presenta un área y extraer más valor de las mediciones fasoriales.

2) "Combining Phasor Measurements to Monitor Cutset Angles" [13]

El artículo científico "*Combining Phasor Measurements to Monitor Cutset Angles*" se hace énfasis en la importancia de monitorear por medio de mediciones fasoriales de área amplia, ya que cuando los distintos subsistemas que componen el sistema de potencia bajo una condición de estrés, se observa que la diferencia que hay en el ángulo del fasor de voltaje entre dos extremos de una línea de transmisión llega a ser grande, cuando el flujo de potencia que circula por línea es grande o la impedancia de esta lo es. Se espera que las relaciones sean similares para aplicar dicho concepto entre dos buses en diferentes áreas de una red eléctrica. Es decir, una diferencia de ángulo grande indica un sistema de potencia con grandes flujos de potencia o el aumento de impedancia entre las áreas. Las simulaciones de la red muestran las diferencias de un apagón simplemente por aumentar el ángulo lo que sugiere que las grandes diferencias de ángulo podrían ser un precursor de riesgo de apagón. En el paper se realizaron simulaciones sobre el apagón del Nordeste de Estados Unidos y Canadá en agosto del 2003, estas mostraron una gran diferencia angular entre los nodos de Cleveland y West Michigan, lo cual fue un gran precursor a este apagón.

Con el fin de profundizar más en el tema se implementan mediciones fasoriales en un sistema de prueba de 39 barras de Nueva Inglaterra, en donde las diferencias angulares fueron los mejores indicadores para discriminar estados de alerta y emergencia. El creciente despliegue de medición de área amplia enfocado en los ángulos de fasores muestra el interés en encontrar maneras de implementar la idea general de utilizar los ángulos de fasores para determinar la tensión del sistema y tomar decisiones coherentes en momentos que se le ameriten.

Sin embargo, el hecho de tomar dos nodos del sistema, de dos áreas distintas y tomar su diferencia angular, puede tener problemas, ya que se espera que esta magnitud indique el grado de estrés del sistema, pero la realidad es que existen muchos factores que influyen esta diferencia angular, por tal motivo es difícil dar un significado como tal cuando esta diferencia es grande y cuando empieza a ser perjudicial a pesar de que esta sea grande. Por tal motivo este artículo muestra una manera de combinar múltiples diferencias angulares con el fin de dar un significado más específico y asumiendo un modelo de flujo de carga de DC para calcular los distintos ángulos de corte de las diversas áreas.

En la Figura 17 se puede observar la conexión del sistema de potencia utilizado (“IEEE de 39 barras”), donde las líneas ilustradas en la Tabla 1 son las que representa el área de corte a estudiar.

Se realizaron simulaciones para observar la respuesta del sistema ante incremento proporcionalmente de potencia en el área 1 (bus 39 con incremento de generación de 2,42 p.u) y de carga en el área 2 (bus 21 incrementó carga 2,42 p.u) y se evidenció un cambio en el ángulo de corte respecto al caso base ($\Theta_{cbase} = -1,4^\circ$, $\Theta_{ccaso1} = -0,7^\circ$ y $P_{cbase} = -4,83$ p.u, $P_{ccaso1} = -2,42$ p.u). Cuando se realizó aumento de generación y carga en el área 1 no se evidenció cambios apreciables en las variables citadas anteriormente.

Tabla 1. Susceptancias de líneas de área de corte caso base

Líneas de área de corte	SUSCEPTANCIA
14-15	46,08
16-17	112,36
26-28	21,10
26-29	16,00
B^0_C	195,5

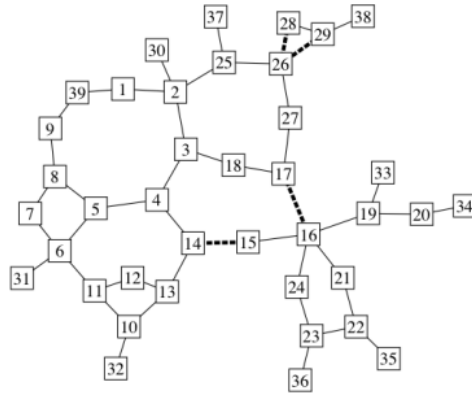


Figura 17. Sistema de prueba de Nueva Inglaterra de 39 barras [13]

A nivel de conclusiones en el paper se hace referencia en la importancia de monitorear el sistema de potencia a través de medidas fasoriales, que indiquen el estrés entre dos o más áreas del sistema de potencia.

Se sugiere probar la supervisión del sistema por medio del ángulo de corte en una red más grande o menos reducida y descubrir lo bien que puede trabajar para un área de corte conocida. Además podría ser beneficioso variar la elección del área de corte o añadir medición fasorial en unos pocos lugares claves. Todavía no se tienen estrategias para elegir un área de corte que permita obtener información más útil.

Desde que el ángulo de corte entregue información específica, debería ser más fácil de interpretar los cambios que esta variable experimente y determinar los umbrales de operación del sistema de potencia en términos del ángulo de corte. Por ejemplo, se podría optar por un caso de estrés y determinar el ángulo de corte para una lista de contingencias y determinar el valor mínimo que este debe alcanzar para plasmar una alarma en el centro de operación.

3) “A cutset area concept for phasor monitoring” [16]

Este artículo muestra cómo combinar las medidas del ángulo del fasor de tensión en las distintas barras del sistema, con el fin de identificar el estrés al que este se ve sometido a través de un ángulo equivalente, el cual es determinado para un área del sistema, conocida como área de corte. Este ángulo está basado en la teoría de circuitos eléctricos y responde ante cambios de flujo de potencia y salidas de líneas de transmisión a través del área. Este concepto fue evaluado y estudiado en un modelo de 225 barras del noroeste del sistema de potencia de estados unidos. En la Figura 18 se puede observar un esquema básico de dicho sistema de potencia y sus áreas de corte a evaluar.

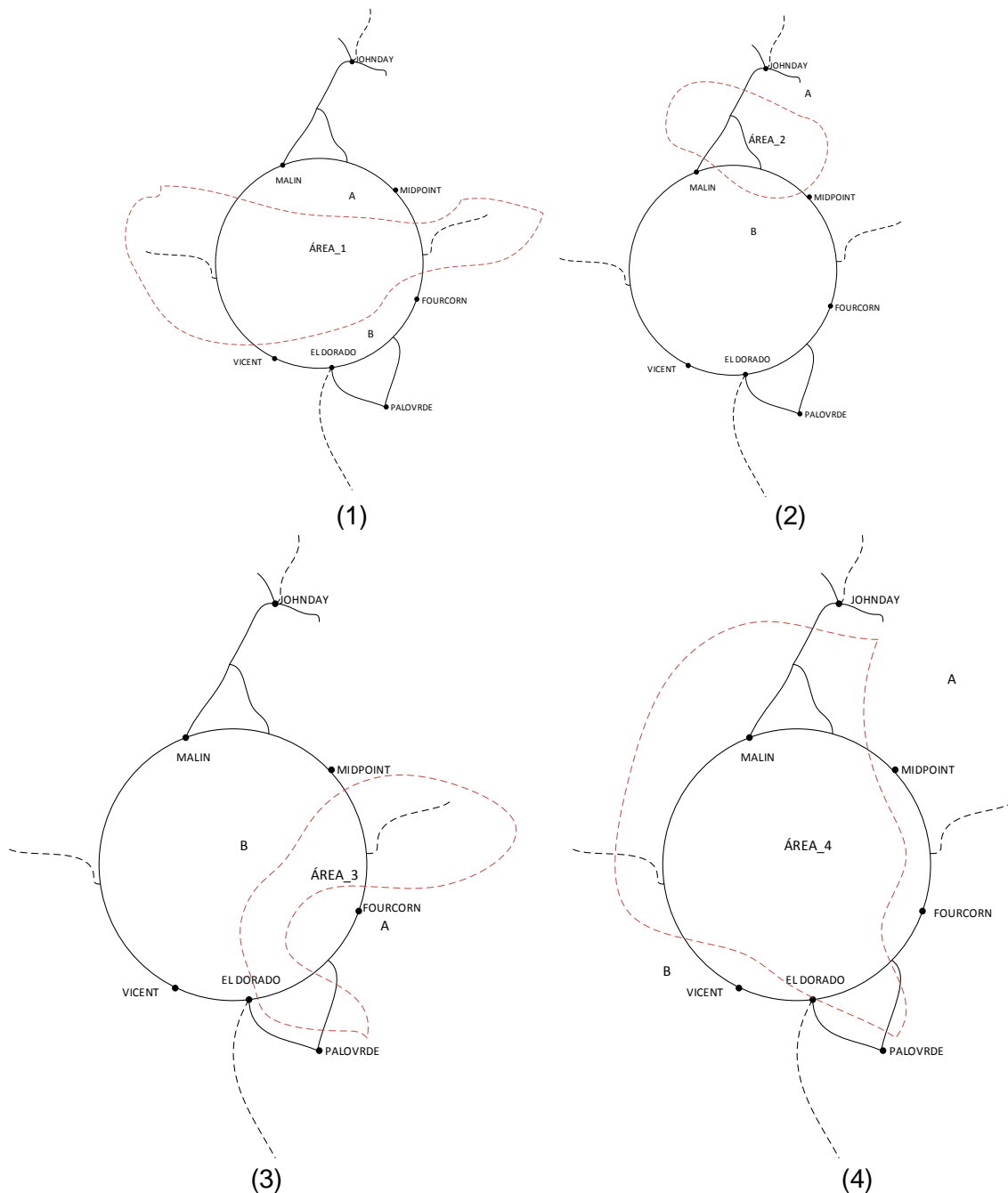


Figura 18. Sistema de 225 barras noroeste de estados unidos

En la Tabla 2 se puede observar los valores de ángulo de corte para el caso base de cada área de corte propuesta en la figura anterior, en la Tabla 3 (a), se muestra los valores obtenidos, para un aumento de potencia de 100 MW, generada desde Canadá y consumida por el sur de california. El aumento del ángulo de corte en las áreas 1,2 y 4 se debe a que la potencia fluye por las LT de estas áreas y de acuerdo a la ecuación (1), el incremento de este ángulo es proporcional al flujo de potencia o al inverso de la susceptancias de las LT (reactancia).

Tabla 2. Valores de ángulo de corte caso base

ÁREA DE CORTE	Θ_{AB} (grados)	bc (p.u)	PAB (MW)
1	20,22	69,21	2443
2	11,96	89,69	1872
3	21,35	31,18	1162
4	32,22	66,26	3726

Tabla 3 Ángulo de corte para aumento de potencia entre áreas y apertura de LT

$\Delta\theta_{AB 1}$ (GRADOS)	$\Delta\theta_{AB 2}$ (GRADOS)	$\Delta\theta_{AB 3}$ (GRADOS)	$\Delta\theta_{AB 4}$ (GRADOS)
0,8278	0,6388	0,0	0,8647

(a)

LÍNEAS	$\Delta\theta_{AB 1}$ (GRADOS)	$\Delta\theta_{AB 2}$ (GRADOS)	$\Delta\theta_{AB 3}$ (GRADOS)	$\Delta\theta_{AB 4}$ (GRADOS)
GRIZZLY6-MALIN	0,000	2,728	0,000	1,585
BURNS1-MIDPOINT	0,000	-15,050	0,000	21,840
ROUNDMT-MALIN6	0,3754	0,000	0,000	0,245
VICENT-MIDWAY4	1,415	0,000	0,000	0,923

(b)

NOTA: Valores obtenidos de la referencia [16]

En la Tabla 3 (b), se observa el cambio del ángulo de corte debido a que la potencia que fluye a través del área sigue siendo la misma, pero la reactancia de esta no lo es.

A modo de conclusión, el artículo define el concepto de área de corte como un área del sistema de potencia que separa el sistema y se encuentra acotada por buses fronterizos con dispositivos de mediciones fasoriales. El ángulo a través del área corte es un promedio ponderado de los ángulos en los buses frontera, donde los pesos se calculan a partir de las impedancias de un modelo de flujo de carga DC con la teoría de circuitos

De acuerdo a las sensibilidades realizadas en el sistema de prueba se concluyó que el ángulo de corte cambia proporcionalmente al flujo de potencia a través del área de corte, este no cambia cuando hay un redespacho de potencia fuera del área.

5.2.2.2 NIVEL LOCAL

Actualmente en Colombia el concepto del ángulo de corte, es aplicado con fines investigativos, con el fin de poder implementar esta teoría al STN.

A continuación se presentan una serie de papers consultados que tienen alta aplicabilidad para el presente trabajo de grado y han sido desarrollados directamente por la Universidad Pontificia Bolivariana.

4) Herramientas Computacionales para el Análisis y Monitoreo de Sistemas de Potencia Basadas en Modelos Angulares [17]

Este paper se basó en el desarrollo de herramientas computacionales para la caracterización angular de sistemas de potencia por medio de las unidades de medición fasorial instaladas en diferentes subestaciones.

Este trabajo fue realizado por medio del software DigSILENT, debido a que por la cantidad de datos que se generan se debía desarrollar un software de visualización donde se aprecian las variables e indicadores angulares para las áreas operativas georeferenciadas de acuerdo a la ubicación de las PMUs.

Este paper se caracteriza porque presenta las herramientas computacionales para supervisión de sistemas de potencia a nivel mundial, donde se resaltan las siguientes:

Psymetrix - PhasorPoint

- PhasorPoint de Psymetrix es un concentrador de datos fasoriales (PDC) que se usa como una solución a aplicaciones fasoriales para los operadores del sistema y compañías de transmisión. [18] Esta aplicación está integrada por dos componentes: el concentrador de datos y el Workbench. El concentrador de datos permite realizar la conexión con las PMU's o con otros concentradores instalados en la red, mientras que el Workbench es un aplicativo que facilita la visualización y el análisis de todos los datos generados por las PMU's.

Grid Protection Alliance - OpenPDC

- El OpenPDC es un conjunto completo de aplicaciones para el procesamiento en tiempo real de flujo de datos de series de tiempo. El nombre significa "concentrador de datos fasoriales de código abierto" y fue diseñado originalmente para la concentración y gestión en tiempo real de sincrofasores. El sistema de OpenPDC utiliza un diseño modular para manejar el flujo de las mediciones. Los adaptadores de entrada definidos por el usuario se utilizan para recoger el flujo de datos y asignar a las mediciones entrantes de un número de identificación. Luego las mediciones son clasificadas por el tiempo y transferidas a los adaptadores de acción personalizados que procesan los datos. Finalmente, todas las mediciones se envían a los adaptadores de salida que se utilizan para poner en cola los datos para archivarlos.

Proyecto MedFasee

- El proyecto Sistema de Medición Fasorial Sincronizada con aplicaciones en Sistemas de Energía Eléctrica tiene como principales objetivos la investigación, desarrollo y divulgación de la tecnología de medición fasorial sincronizada y sus aplicaciones [19]

El proyecto implica la investigación y el desarrollo en tres aspectos principales: las PMUs, el sistema de transmisión y el PDC, y las aplicaciones que hacen uso de los

datos disponibles en el PDC, mejorando las metodologías existentes de visualización, operación y planeación de los SP.

Proyecto FNET

- Operado por el *Power Information Technology Laboratory* (IT Power Lab) de la Universidad de Tennessee, FNET es una red de área amplia de medición de la frecuencia sincronizada por GPS, de bajo costo, y de rápido despliegue. Registradores de perturbaciones de frecuencia de altas dinámicas de precisión se utilizan para medir la frecuencia, el ángulo de fase y el voltaje del sistema de potencia en tomacorrientes ordinarios de 120 V.

Finalmente, es de resaltar que en este trabajo la aplicación desarrollada puede considerarse como un sistema de monitoreo (WAMS), que podría usarse para la toma de decisiones en caso de presentarse algún problema que pueda poner en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico. La aplicación podría tener acciones de control, con respecto a los resultados y convertirla en un sistema de control (WACS), para así evitar posibles situaciones que puedan generar una contingencia. Esto cuando se tengan suficientes PMUs para tener una alta confiabilidad de los resultados.

5) “Proposals based on Cutset Area and Cutset Angles and Possibilities for PMU deployment” [12]

En el presente paper se presenta la aplicación de la teoría de ángulo de corte, con el fin de determinar el comportamiento de la red, para el estado estacionario y dinámico. Por medio de una metodología basada en la teoría de ángulos y áreas de corte, para la identificación y acción de las perturbaciones a las que se ve sometido un sistema, en la red colombiana se aplicó lo anteriormente mencionado.

Actualmente, todas las consideraciones operacionales y de planificación en los sistemas de potencia se basan en el seguimiento y la supervisión de las magnitudes de tensión y frecuencia, sin tener en cuenta las medidas de fase de las tensiones debido a las limitaciones tecnológicas. Las variaciones angulares ya sean grandes o pequeñas podrían generar alertas valiosas a los operadores de sistemas de transmisión. Ya que este tipo de alertas revelarían el comportamiento dinámico intrínseco del sistema, o de otra manera, los niveles de estrés. Sin embargo, es de vital importancia trabajar en este tema porque hoy en día hay que destacar el rápido crecimiento de la demanda, la proliferación de dispositivos con características altamente no lineales, la construcción de nuevas líneas de transmisión, entre otros. Además, como consecuencia de las necesidades de desregulación y de mercado, las redes actuales tienden a estar cerca de sus límites de estabilidad. Por lo tanto, los sistemas de potencia son más vulnerables a las condiciones críticas en las que los operadores no tienen herramientas para una protección rápida y global.

Actualmente, las decisiones durante un evento de contingencia a menudo se basan en la experiencia del operador y la información limitada de los sistemas de monitoreo convencionales. Los métodos convencionales que existen en la actualidad para determinar el nivel de estrés de un sistema no se basan en mediciones de ángulo de las PMU, muchos de ellos se basan en los flujos de carga, la tensión y la estabilidad de frecuencia.

Es de resaltar que algunos trabajos abordan los niveles de estrés utilizando mediciones angulares (“referencias [8], [9] y [10] del artículo), pero no ha sido posible identificar los índices específicos basados en mediciones de fase. Estos índices pueden tener gran inferencia en los riesgos de colapso de la red.

La literatura establece la intención de descubrir un índice para evaluar la vulnerabilidad del sistema a través de alarmas por medio de las mediciones angulares. Este es un reto importante, porque contar con alarmas es el deseo de los operadores del sistema, pero todavía hay incertidumbres.

De esta manera, en este paper se explora un nuevo método de análisis angular basado en el concepto reciente de ángulos de corte y áreas de corte, donde el objetivo es aplicar los nuevos conceptos en áreas operacionales del sistema de potencia y evaluar el comportamiento de estos ángulos de corte en sus áreas de corte cuando el sistema está sometido a diferentes perturbaciones, con el fin de determinar los sistemas fuertes o débiles, o potencialidades de eventos en cascada. Con este método debería ser posible lograr acciones de control como aislamiento de sistemas, zonas de desconexión de generación o deslastre de carga, todos basados en el comportamiento de los ángulos de corte.

En este paper también se mostró una metodología basada en el seguimiento angular y algunas simulaciones en un escenario particular de la demanda del Sistema Interconectado Nacional de Colombia, los cuales se analizaron bajo herramientas como flujo de carga de corriente alterna, el cual es más real, ya que incluye el análisis de los efectos de potencia reactiva y pérdidas en el sistema de potencia.

A nivel de simulaciones y resultados se estudiaron cuatro áreas de corte formadas en la red en el STN, donde cada área de corte divide el sistema en dos áreas operativas A y B. Cada área operacional fue compuesta por sub-áreas, con nombre: Norte, Nordeste, Este, Oeste y Sur definidos por el operador del sistema eléctrico de Colombia. La selección de las áreas de corte se puede observar en la Figura 19. Estas se escogieron bajo una inspección empírica. Para las simulaciones digitales se utilizó el software DIgSILENT PowerFactory . Los cambios en los ángulos de corte fueron analizados cuando se aplica una perturbación en todas las áreas de corte, por ejemplo:

El ángulo de corte cambia entre las áreas operativas, en la Figura 20 se muestra una comparación entre los ángulos de corte de las distintas áreas de corte para diferentes sensibilidades o contingencias (tabla 2 del artículo). De los resultados obtenidos se observa que la variación en el área de corte 2 es mínima respecto a la variación máxima del área de corte 4.

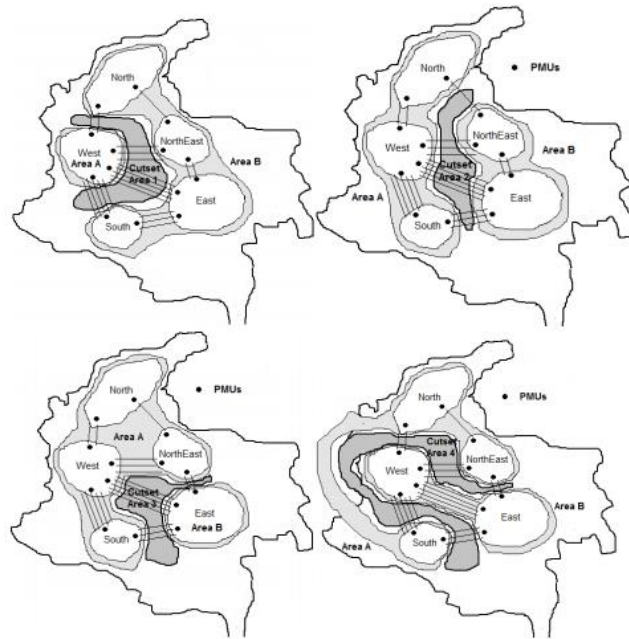


Figura 19. Áreas de corte propuestas para el sistema de potencia de Colombiano. [12]

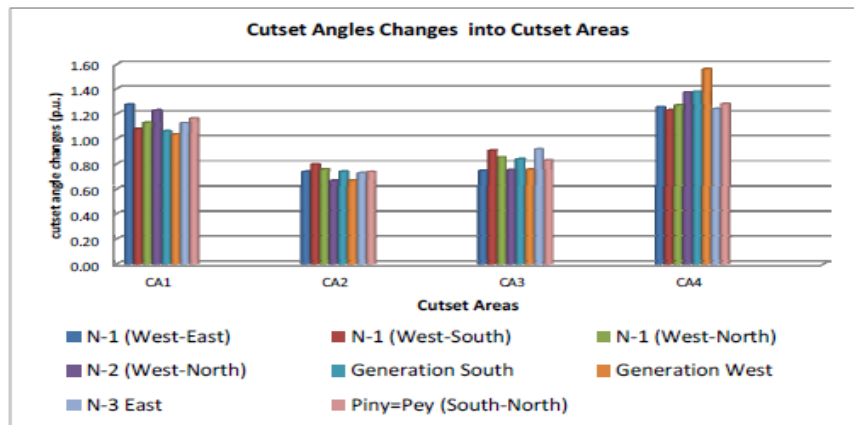


Figura 20. Cambios del ángulo de corte dentro de las áreas de corte ante distintas perturbaciones [12]

Una inspección visual de la figura anterior muestra que CA2 es un área operativa más fuerte que CA4, en el artículo se realizaron más casos de análisis sobre estas dos áreas con el fin de comparar la debilidad de una con lo robusta de la otra.

A nivel de conclusiones en el paper se comenta que el valor de los ángulos de corte es dar una alarma con el fin de determinar el nivel de estrés de un sistema de potencia.

La teoría de ángulos de corte y áreas de corte se utilizó para eventos dinámicos. Se encontró que un gran sistema bajo múltiples perturbaciones se puede caracterizar en términos del nivel de estrés para los diferentes subsistemas. Los cambios de ángulos para dos áreas operativas, separadas por el área de corte, tienden a aumentar o disminuir la diferencia angular entre las zonas, dependiendo del nivel de estrés que se sometieron y de las áreas operativas evaluadas.

La ubicación de una contingencia en o fuera de la zona de corte puede afectar en mayor o menor proporción el sistema, que depende de si tal contingencia aísla o no una parte importante del sistema.

6) “New Indices for the Angular Analysis of the Electrical Power Systems based on PMU Measurements” [20]

Este artículo es parte de la investigación realizada por la Universidad Pontificia Bolivariana y el operador del sistema eléctrico y del mercado colombiano (XM), y hace parte del proyecto para la implementación un Sistema de Defensa Nacional contra Eventos a Gran Escala para el sistema de potencia de Colombia llamado Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud - SIRENA.

En el paper se presenta la definición de un PMU y un sincrofasor, como una representación compleja de una señal sinusoidal que varía en el tiempo y se expresa como una función de una magnitud del valor eficaz de la señal y un ángulo de fase respecto a una referencia dada.

También se describe la importancia de los PMUs en los sistemas de potencia modernos, como consecuencia del rápido crecimiento de la demanda, las necesidades del mercado, la dificultad de construir nuevas líneas de transmisión y la diversidad de dispositivos con características no lineales, lo cual hace imprescindible que estos cuenten con una respuesta rápida después de la ocurrencia de perturbaciones, por medio del monitoreo, y controlabilidad en tiempo real.

Las PMUs pueden obtener el valor de la tensión de fasor en tiempo real y luego generar alarmas de ángulo basadas en índices que podrían ser propuestos, lo que resulta en un esquema de protección o control sincronizado del sistema.

En este trabajo, de igual forma se desarrollan distintos eventos con el fin de entender la naturaleza del ángulo de corte, su variación para las distintas áreas de corte, así como la relación entre los ángulos de potencia, susceptancias de línea y áreas de corte.

En la Tabla 4 se ilustra la variación de los parámetros de la formulación del ángulo de corte (“ecuación (3)”), ante distintas perturbaciones, esto es de gran utilidad, ya que ante un caso en específico, se tiene certeza de qué parámetro es el predominante para la determinación del ángulo de corte de un área específica.

Tabla 4. Comportamiento de parámetros del ángulo de corte ante diferentes casos [20]

Cases	bc	θ_j	θ_c^m	Pc
PinjA1 = PejeA2	Constant	Variable	Variable	Variable
PinjA1 = PejeA1	Constant	Constant	Constant	Constant
PinjA2 = PejeA2	Constant	Constant	Constant	Constant
Line trip in A1 or A2 (causes generation or load trip)	Constant	Variable	Variable	Variable
Line trip in A1 or A2 (does not cause generation or load trip)	Constant	Constant	Constant	Constant
Line trip within the cutset area	Variable	Variable	Variable	Constant

En la Figura 21, se puede observar el sistema de potencia utilizado, para las inspección del comportamiento del ángulo de corte, donde el sistema (a) difiere en configuración del área corte respecto al sistema (b). Para el sistema (a) se obtuvo que el caso más crítico, cuando se inyecta un flujo de potencia en el área A y este sale a través del área B, ya que el valor del ángulo de corte alcanzó 1,64 grados. Los demás casos se pueden observar en la Tabla 5 (a) y para el sistema (b) se aplicaron las pruebas de la Tabla 5 (b). En la tabla 3 del presente artículo se puede observar los resultados obtenidos para cada caso.

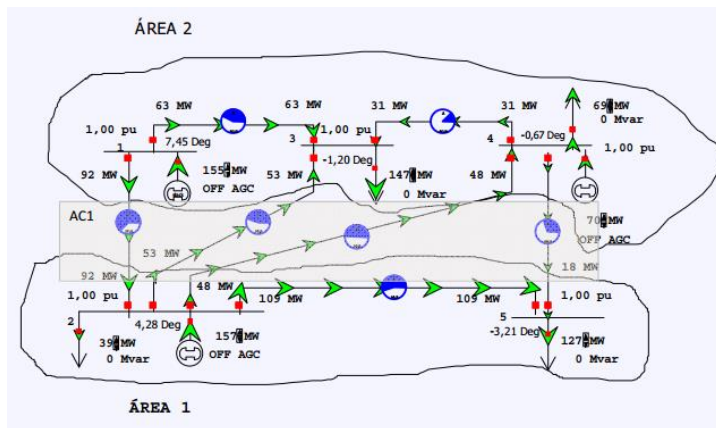
Tabla 5. Casos aplicados sistema5 barras de prueba [20]

- Case A: base case
- Case B: Pinj A1=Peje A2
- Case C: Pinj A2= Peje A2
- Case D: Pinj A1 = Peje A1
- Case E: A2 line trip, generation isolated (G2)
- Case F: A2 line trip, load isolate (C1)
- Case G: A2 line trip (3-4), no generation or load isolated
- Case H: line trip in cutset area (2-3) (N-1)
- Case I: line trip in cutset area (2-3, 2-4) (N-2)
- Case J: line trip in cutset area (2-3, 2-4, 5-4) (N-3)
- Case K: line trip in cutset area (2-1) (N-1)
- Case L: line trip in cutset area (2-1, 5-4) (N-2)

(a)

- Case A: base case
- Case B: Pinj A1=Peje A2
- Case C: Pinj A2= Peje A2
- Case D: Pinj A1 = Peje A1
- Case E: A2 line trip, generation isolate (G2)
- Case F: A2 line trip, load isolate (C4)
- Case G: A2 line trip (4-5), no generation or load isolate
- Case H: line trip in cutset area (3-4) (N-1)
- Case I: line trip in cutset area (3-4, 2-4) (N-2)
- Case J: line trip in cutset area (2-5) (N-1)
- Case K: line trip in cutset area (2-4, 2-5) (N-2)

(b)



(a)

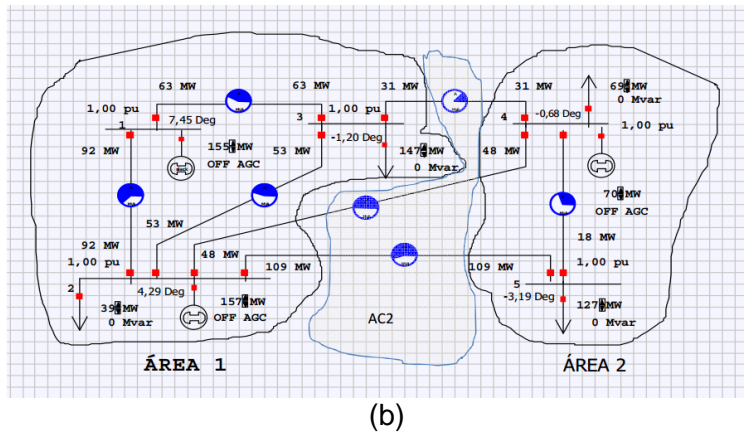


Figura 21. Sistemas de prueba utilizados en el artículo *New Indices for the “Angular Analysis of the Electrical Power Systems based on PMU Measurements”* [20]

A nivel de conclusiones se comenta que el monitoreo del sistema a través del ángulo de corte ayuda a detectar tanto los cambios de flujo de potencia a través de las áreas de corte como las susceptancias de las líneas de transmisión que esta posee, de igual forma permanece invariable a las inyecciones de potencia o cambios en la susceptancias de las líneas que se producen dentro de un área operativa del sistema distinta a la designada. De esta manera, el ángulo de corte proporciona información específica de cambios en la red de un área de corte elegida.

El concepto de ángulo de corte presentado ha sido validado durante toda la investigación, utilizando el concepto de área de corte. El cual representa el sistema por subsistemas divididos por áreas de corte. Esto proporciona a los ingenieros y operadores una oportunidad de nuevas formas de análisis, aplicados no sólo a los casos estáticos sino también a los dinámicos. Así, es posible determinar el nivel de estrés del sistema contra perturbaciones y la fuerza de dichas zonas. Estas metodologías, además de otros índices propuestos en este paper podrían ser útiles para poner en práctica las estrategias de protección como esquemas suplementarios de protección del sistema.

El estrés puede ser descrito como estático o dinámico. Donde el estático depende del estado del sistema en un momento dado y sus estados más altos, lo que puede causar inestabilidades dinámicas; y el dinámico aparece debido a una perturbación que puede producir ángulos aditivos o sustractivos, teniendo presente que el ángulo aditivo es el más crítico. Además, son útiles para determinar el riesgo de colapso.

Hasta este momento, no es posible establecer criterios suficientes para definir cuándo el ángulo de variación es anormal o puede ser considerado peligroso para la estabilidad del sistema de potencia.

La supervisión de las diferencias angulares y el tipo de cambio angular puede ajustarse para generar alarmas que activan los esquemas de control y de protección complementaria, evitando eventos sucesivos y prevenir un colapso total del sistema de potencia.

6 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE PMUS CON RESTRICCIÓN DE ÁNGULO DE CORTE

6.1 ¿QUÉ ES OPTIMIZACIÓN?

Consiste en encontrar soluciones óptimas o cerca del óptimo con respecto a un(os) objetivo(s) [21]. Los métodos clásicos de optimización son analíticos y hacen uso de técnicas de cálculo alrededor de un punto óptimo [22] .

“Las técnicas de optimización son empleadas para encontrar un juego de parámetros de diseño $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]$, que puede de algún modo ser definido como óptimo. En un caso simple esto podría ser la minimización o la maximización de alguna característica del sistema que es dependiente de x . En una formulación más avanzada la función objetivo, $f(x)$ es minimizada o maximizada, estando sujeta a restricciones de igualdad $G_i(x) = 0$ ($i = 1, \dots, m_e$); restricciones de desigualdad $G_i(x) \leq 0$ ($i = m_e + 1, \dots, m_e$); y/o límites de parámetro X_l, X_u ” [23]

Matemáticamente los problemas de optimización son de la forma

$$\begin{aligned} &\text{minimize } f_0(x) \\ &\text{subject } f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, \dots, m. \end{aligned} \tag{8}$$

Donde el vector $x=(x_1, \dots, x_n)$, son las variables de optimización del problema y la función $f_0: R^n \rightarrow R$ es la función objetivo, donde $f_i: R^n \rightarrow R, i=1, \dots, m$, son funciones de restricción, las cuales casi siempre son acotadas por constantes b_1, \dots, b_m , ya que son inecuaciones [24].

Una solución eficiente y exacta con el problema propuesto anteriormente, no sólo depende de la magnitud del problema (número restricciones y variables), sino también de la naturaleza que este tenga (lineal, no lineal, multi-objetivo, ..., etc.). Cuando la función objetivo y las restricciones son funciones lineales, el problema se conoce como Programación Lineal (PL) independiente si este es de variable entera mixta o binaria.

En la Tabla 6 se puede observar un breve resumen de las distintas técnicas típicas de optimización utilizadas para resolver problemas ingenieriles, esta se realizó en base a los conceptos mencionados en [25]

Tabla 6. Clasificación general de técnicas de optimización [25]

Mathematical programming or optimization techniques	Stochastic process techniques	Statistical methods
Calculus methods	Statistical decision theory	Regression analysis
Calculus of variations	Markov processes	Cluster analysis, pattern recognition
Nonlinear programming	Queueing theory	Design of experiments
Geometric programming	Renewal theory	Discriminate analysis(factor analysis)
Quadratic programming	Simulation methods	

Mathematical programming or optimization techniques	Stochastic process techniques	Statistical methods
Linear programming Dynamic programming Intenger programming Stochastic programming Separable programming Multiobjective programming Network methods: CPM and PERT Game theory Modern or nontraditional optimization techniques Genetic algorithms Simulated annealing Ant colony optimization Neural networks Fuzzy optimization	Reliability theory	

A continuación en la Figura 22 se ilustra la clasificación de los distintos tipos de optimización, donde cada tipo se escoge de acuerdo a la naturaleza del problema y sus ecuaciones. Esta clasificación fue construida de acuerdo a los conceptos ilustrados en la referencia [26].

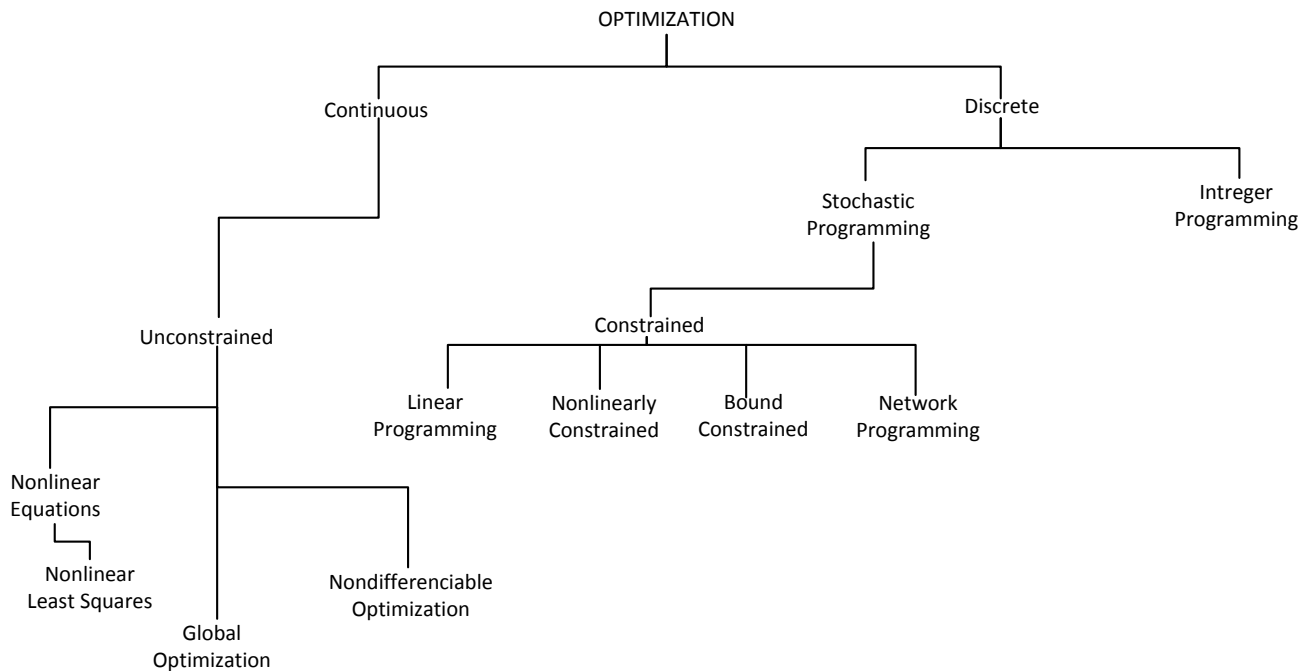


Figura 22. Tipos de optimización

6.2 PROGRAMACIÓN LINEAL

La programación lineal resuelve problemas donde la relación entre variables sea lineal, tanto en las restricciones como en la función objetivo. Por ende se puede decir; que si al menos una función no lineal acompaña el problema hace que este no pueda clasificarse como problema de programación lineal.

El objetivo de esta programación es minimizar o maximizar una función objetivo la cual es lineal de n variables sujeta a n restricciones lineales de igualdad o desigualdad. Esto con el fin de encontrar el óptimo, ya sea máximo o mínimo bajo dichas condiciones. “Este valor se encuentra en un conjunto que puede expresarse como la intersección de un número finito de hiperplanos y semiespacios en \mathbb{R}^n . Cualquier problema de programación lineal requiere identificar cuatro componentes básicos” [27]

1. El conjunto de datos involucrados.
2. El conjunto de variables involucradas del problema, junto con sus dominios respectivos de definición.
3. El conjunto de restricciones lineales del problema que definen el conjunto de soluciones admisibles.
4. La función lineal que debe ser optimizada (minimizada o maximizada).

La forma más general de un problema de programación lineal consiste en minimizar o maximizar una función objetivo de la siguiente forma:

$$Z = f(x) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (9)$$

Con restricciones del siguiente tipo

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n a_{ij} x_{ij} &= b_j, i = 1, 2, \dots, p-1 \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_{ij} &\geq b_j, i = p, \dots, q-1 \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_{ij} &\leq b_j, i = q, \dots, m \end{aligned} \quad (10)$$

Donde p, q, y m son enteros positivo tales que:

$$1 \leq p \leq q \leq m$$

En forma matricial la anteriores expresiones se puede expresar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} Z &= c^T x \\ \text{sujeto a} \\ Ax &= b \\ x &\geq 0 \end{aligned} \quad (11)$$

Donde la expresión $c^T x$ indica el producto escalar entre estos vectores y la expresión Ax es el producto de la matriz A y el vector x, y $x \geq 0$ hace que todas las componentes de los vectores factibles sean no negativas.

La finalidad de los problemas de optimización, es encontrar un valor que cumpla con las restricciones (óptimo global). *“Sin embargo, las condiciones de optimalidad sólo garantizan, en general, óptimos locales, si estos existen. Los problemas lineales presentan propiedades que hacen posible garantizar el óptimo global”* [27].

- Si la región factible de solución (subconjunto cerrado de \mathbb{R}^n de los posibles valores que pueden tomar las variables del problema, y expresa matemáticamente de acuerdo a unas restricciones), se encuentra acotada, se concluye que el problema tiene solución. Sin embargo es una condición suficiente pero no necesaria para que exista una solución [28].
- La solución óptima de un problema lineal, es siempre un óptimo global.
- Si las soluciones son óptimas, entonces cualquier combinación (lineal) convexa de estas es una solución óptima.
- La solución óptima se alcanza siempre, al menos, en un punto extremo de la región factible.

6.2.1 PROGRAMACION LINEAL ENTERA BINARIA

Este tipo de programación, es comúnmente utilizada cuando se requiere la solución de un problema a partir de una decisión, la cual es representada de forma binaria (0 ó 1), este tipo de codificación puede expresar la elección de una decisión como por ejemplo: todo o nada, blanco o negro, abierto o cerrado, existe o no existe, 0 ó 1, verdadero o falso, prendido o apagado, muerto o vivo, entre otros.

La solución de este tipo de problema se caracteriza porque representa un evento mutuamente excluyente, lo cual quiere decir lo siguiente:

“Sea A y B dos eventos. Si la ocurrencia de A impide la ocurrencia de B, ó viceversa, entonces A y B so eventos mutuamente excluyentes” [29].

Propiedades

Si los conjuntos que representa los eventos A y B son disjuntos, ósea que su intersección es vacío, los eventos A y B son mutuamente excluyentes.

La forma de expresar este tipo de optimización, es la misma que se expresa en las ecuaciones (9), (10) y (11), pero con diferencia de que la variable x quedará acotada de la siguiente manera.

$$x \in \mathbb{N}$$
$$0 \leq x \leq 1$$

6.3 PROPUESTA DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE PMUs CON RESTRICCIÓN DE ÁNGULO DE CORTE

Actualmente se han creado distintos métodos de optimización de ubicación de PMUs a lo largo de un sistema de potencia. Estos métodos de optimización se han basado en técnicas típicas de optimización como la programación lineal y no lineal y métodos heurísticos, los cuales se caracterizan por hallar soluciones no matemáticas, algunos de los métodos más utilizados son el de partícula Swarm y búsqueda Tabú. A continuación se lista una serie de artículos en donde su principal función es minimizar el número de PMUs en un sistema de potencia a través de distintas técnicas de optimización y distintos criterios.

Tabla 7. Artículos publicados [30]

Document Title	Authors	Publication Year
<i>A constrained optimization approach to dynamic state estimation for power systems including PMU measurements</i>	Zidong Wang; Liang Hu; Rahman, I.; Xiaohui Liu	2013
<i>A hybrid algorithm based on immune BPSO and N-1 principle for PMU multi-objective optimization placement</i>	Peng Chunhua; Xu Xuesong	2008
<i>A multi-criteria optimal phasor measurement unit placement for multiple applications</i>	Fadiran, J.I.; Chowdhury, S.; Chowdhury, S.P.	2013

Document Title	Authors	Publication Year
<i>A new integer linear programming approach for multi-stage PMU placement</i>	Razavi, S.-E.; Falaghi, H.; Ramezani, M.	2013
<i>A new strategy for optimal PMU placement based on limited exhaustive approach</i>	Fei Zeng; Hao Xu; Daonong Zhang; Xiaoyi Zhang; Yubo Yuan	2014
<i>A novel approach for optimal PMU placement considering channel limit</i>	Rokkamand, V.; Bhimasingu, R.	2014
<i>An effective binary integer linear programmed approach for optimal placement of PMUs in power systems</i>	Billakanti, S.; Venkaiah, C.	2014
<i>Differential evolution based optimal PMU placement for fault observability of power system</i>	Rajasekhar, B.; Chandel, A.K.; Vedik, B.	2013
<i>General Solutions to Multi-objective Optimization of PMU Placement</i>	Xiaomeng Bian; Jiaju Qiu	2006
<i>Generalized formulation for optimal placement of PMUs considering single unit or single branch outage</i>	Amin, N.; Banejad, M.	2013
<i>Joint placement of phasor and conventional power flow measurements for fault observability of power systems</i>	Kavasseri, R.; Srinivasan, S.K.	2011
<i>Optimal incremental placement of PMUs for power system observability</i>	Wang, F.; Zhang, W.; Li, P.	2012
<i>Optimal Integration of Phasor Measurement Units in Power Systems Considering Conventional Measurements</i>	Azizi, S.; Gharehpetian, G.B.; Dobakhshari, A.S.	2013
<i>Optimal location of PMUs for complete observability of power system network</i>	Gomathi, V.; Ramachandran, V.	2011
<i>Optimal placement of phasor measurement units against PMU outage and Line outage Using advanced particle swarm optimization techniques</i>	Raju, V.B.; TejaSwaroop, T.; Rao, R.K.	2011
<i>Optimal Placement of Phasor Measurement Units with New Considerations</i>	Chi Su; Zhe Chen	2010
<i>Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming</i>	Bei Gou	2008
<i>Optimal placement of PMUs in power systems using heuristic algorithms and Mixed Integer Non Linear Programming methods</i>	Mazlumi, K.; Vahedi, H.; Ezzati, S.M.	2010
<i>Optimal PMU Placement by an Equivalent Linear Formulation for Exhaustive Search</i>	Azizi, S.; Dobakhshari, A.S.; Nezam Sarmadi, S.A.; Ranjbar, A.M.	2012
<i>Optimal PMU Placement by improved particle swarm optimization</i>	Rather, Z.H.; Chengxi Liu; Zhe Chen; Thogersen, P.	2013
<i>Optimal PMU Placement for Power System Dynamic State Estimation by Using Empirical Observability Gramian</i>	Qi, J.; Sun, K.; Kang, W.	2014
<i>Optimal PMU placement for wide-area monitoring using chemical reaction optimization</i>	Jin Xu; Wen, M.H.F.; Li, V.O.K.; Ka-Cheong Leung	2013
<i>Phasor Measurement Unit Placement for Identifying Power Line Outages in Wide-Area Transmission System Monitoring</i>	Hao Zhu; Yiyu Shi	2014
<i>PMU placement for optimal three-phase state estimation performance</i>	Yue Yang; Roy, S.	2013
<i>PMU placement for power system observability using binary particle swarm optimization</i>	Chakrabarti, S.; Venayagamoorthy, G.K.; Kyriakides, E.	2008
<i>Power system observability Using Biogeography Based Optimization</i>	Jamuna, K.; Swarup, K.S.	2011
<i>Probabilistic PMU Placement in Electric Power Networks: An MILP-Based Multi-objective Model</i>	Aghaei, J.; Baharvandi, A.; Rabiee, A.; Akbari, M.	2015
<i>Redundant Observability PMU Placement in the Presence of Flow Measurements Considering Contingencies</i>	Esmaili, M.; Gharani, K.; Shayanfar, H.A.	2013

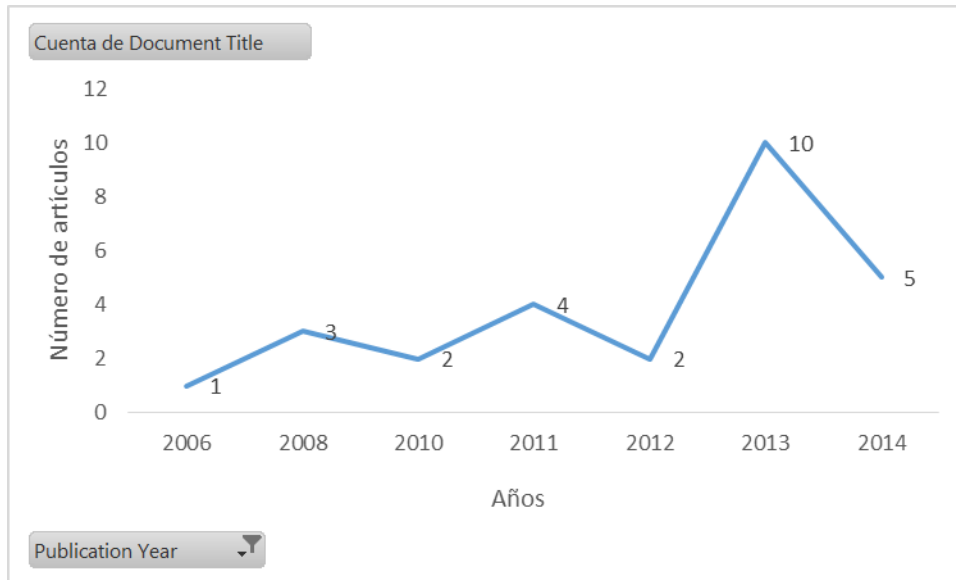


Figura 23. Comportamiento de publicaciones

Como se puede observar la ubicación de PMUs bajo distintos criterios en un SP es un tema vigente, sin embargo ninguna de estas publicaciones considera ubicar la PMUs en base al ángulo de corte, por ende en el presente trabajo se combinan los conceptos vigentes de optimización y ángulo de corte, para construir un modelo que permita estimar dicho parámetro de forma confiable bajo el mínimo posible de instalaciones de PMUs.

De acuerdo a las referencias [31], [32] y [13] se tiene el siguiente problema de optimización:

Función objetivo:

$$\text{MIN } Z = f(x) = \sum_{k=1}^N x_k \tag{12}$$

Donde

N: número de nodos que limitan el área de corte

Z: Número de PMUs instaladas a lo largo del área de corte

X: Variable binaria de decisión, donde 1 es PMU instalada en el nodo k y 0 es PMU no instalada en el nodo k

Restricciones:

Condición de observabilidad del sistema:

$Ax \geq b$ (restricción)

Donde :

A Matriz de conexión del sistema de dimensión (N x N)

donde N = número de nodos del sistema analizar

$$A_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } i=j \\ 1 & \text{si } i \text{ y } j \text{ están conectados} \\ 0 & \text{para cualquier otro caso} \end{cases} \quad (13)$$

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_N]^T$$

$$b = [1, 1, \dots, N]^T$$

Esta restricción garantiza que cada nodo que compone al sistema sea observable. Ya sea por el mismo o por al menos uno de los nodos que están conectados del nodo analizar [31].

Ejemplo:

Para explicar la anterior restricción se propone el sistema de la Figura 24

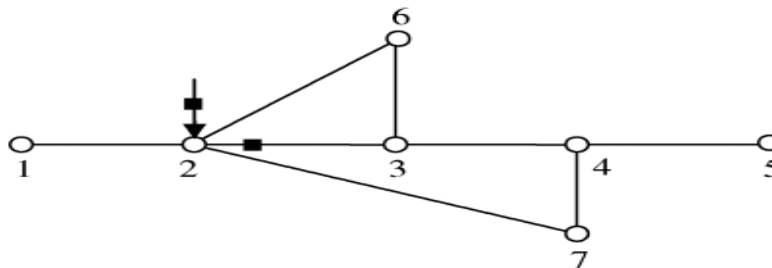


Figura 24. Sistema para prueba de observabilidad.

A continuación se explicará las ecuaciones para los primeros tres nodos según lo propuesto en la ecuación (13).

Nodo 1: $x_1 + x_2 \geq 1$

Nodo 2: $x_1 + x_2 + x_3 + x_6 + x_7 \geq 1$

Nodo 3: $x_2 + x_3 + x_4 + x_6 \geq 1$

Las anteriores formulaciones proponen matemáticamente lo siguiente: para que el nodo 1 sea observable, como mínimo se debe instalar una PMU entre el nodo 1 o 2. Si esta PMU se instala en el nodo 2, el nodo 1 se observaría por ley básica circuitos y por ende este nodo sería observable. Esta condición se cumple para los demás nodos.

Si el vector “b” de la ecuación (13) sería igual a 2, quiere decir que la observabilidad del sistema es más robusta por redundancia de medida, ya que para que el nodo 1 sea observable obligatoriamente tendría que haber PMUs instaladas en los nodos 1 y 2.

Para el presente trabajo se trabajó con el vector b igual a 1, ya que hay otras restricciones que el problema debe tener en cuenta y no se puede forzar a que la solución del problema este condicionado a las ecuaciones de observabilidad.

Si se desarrollara el planteamiento de esta restricción para todos los nodos del sistema, junto a la función objetivo, se tendría que la solución óptima para que el sistema sea observable es que este debe tener PMUs instaladas en los nodos 2 y 5. Esto se puede comprobar por medio del planteamiento de las anteriores formulaciones en programas de simulación que permita la solución de problemas de optimización por programación lineal binaria como los propuestos en [5] y [33].

A continuación se presenta la restricción de ángulo de corte

$$|\theta(t)_{real} - \theta(t)_{medido}| \leq Tolerancia \text{ (restricción de ángulo de corte)}$$

Donde :

$$\theta(t)_{real} = \frac{\sigma_a B \theta_{barras}}{\sigma_a B \sigma_a^T}, \text{ donde } k = \frac{\sigma_a B}{\sigma_a B \sigma_a^T} \text{ de dimensión (1xN) es un valor constante.}$$

$\theta(t)_{real}$ (valor ideal): Es el valor de ángulo de corte basado en la información angular de todas las barras fronterizas del área de corte.

(14)

$$\theta(t)_{medido} = k \theta_{barras} x^T \rightarrow x \in \{0,1\}$$

$\theta(t)_{medido}$ (valor optimizado): Es el valor de ángulo de corte basado en la información de ciertas barras fronterizas.

Aplicando propiedades de valor absoluto a la restricción de ángulo de corte, se obtiene lo siguiente:

$$(\theta(t)_{real} - \theta(t)_{medido}) \geq -tol \quad \text{ó} \quad (\theta(t)_{real} - \theta(t)_{medido}) \leq tol \quad (15)$$

La anterior restricción garantiza que el valor optimizado de ángulo de corte no se aleje ni por exceso o defecto (“tolerancia”), respecto al valor de ángulo de corte ideal (“ángulo de corte con PMUs instaladas en todas las barras”).

Como el ángulo de corte es un indicador que va teniendo una evolución, la restricción incluye este parámetro, con el fin de que a lo largo de la evolución del ángulo de corte ante un evento, el valor optimizado no supere las cotas de tolerancia impuestas para el problema.

Ejemplo:

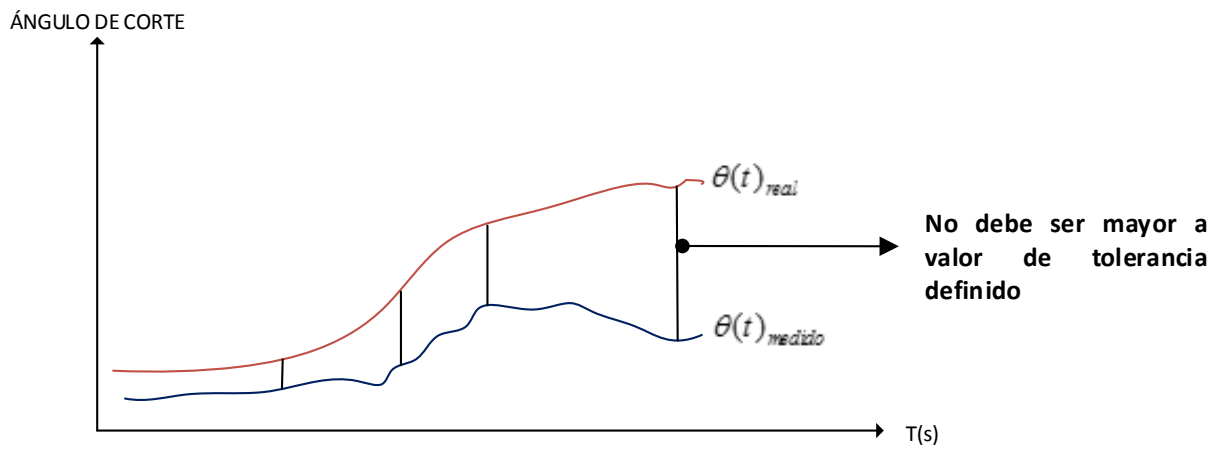
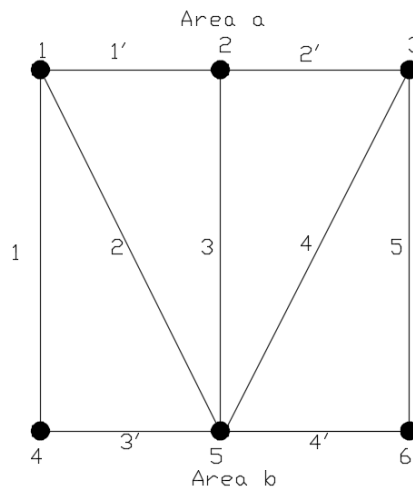


Figura 25. Restricción de ángulo de corte.

Nota: El valor de tolerancia se define, según sea la necesidad de precisión del cálculo.

Aplicando la anterior formulación al problema de la Figura 13 el problema de optimización queda de la siguiente manera:



Función objetivo:

$$\text{MIN } Z = f(x) = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6$$

Restricciones de observabilidad

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \\ X_5 \\ X_6 \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Restricciones de ángulo de corte para el instante de tiempo 1

$$\left(\begin{array}{cccccc} \theta_1(t_1) & & & & & \\ & \theta_2(t_1) & & & & \\ & & \theta_3(t_1) & & & \\ & & & \theta_4(t_1) & & \\ & & & & \theta_5(t_1) & \\ & & & & & \theta_6(t_1) \end{array} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \end{bmatrix} \right) \geq -tol$$

$$\left(\begin{array}{cccccc} \theta_1(t_1) & & & & & \\ & \theta_2(t_1) & & & & \\ & & \theta_3(t_1) & & & \\ & & & \theta_4(t_1) & & \\ & & & & \theta_5(t_1) & \\ & & & & & \theta_6(t_1) \end{array} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \end{bmatrix} \right) \leq tol$$

Como se puede observar el problema propuesto anteriormente se compone de una función objetivo, 6 ecuaciones de observabilidad y dos ecuaciones de ángulo de corte para el instante t_1 , sin embargo, en un evento que experimente el sistema se va tener un número de muestras considerables de registros de los ángulos en las barras.

En otras palabras, para este problema se tiene el mismo número de restricciones más (N° muestras angulares) por $2 =$ número de restricciones de ángulo de corte.

Como se puede observar se convierte en un problema lineal con un gran número de variables, el cual se puede resolver por distintos métodos desarrollados para resolver problemas de programación lineal:

Solver típicos:

- Método gráfico de desigualdades lineales
- Simplex
- Dual simplex
- Punto interior

Estos se escogen de acuerdo al performance que se necesite para la solución y el paquete de solvers que tenga el software de optimización a utilizar.

7 APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En este capítulo se aplicará el modelo propuesto de ubicación óptima de PMUs para obtener una medida confiable del ángulo de corte. La aplicación se evaluó sobre dos sistemas de potencia, una red IEEE de 39 barras y el sistema interconectado Nacional de Colombia. Para las aplicaciones, en el presente trabajo se desarrolló un software. El cual será ampliamente descrito en este capítulo. Consiste en una interfaz gráfica desarrollada en el entorno GUIDE del software MATLAB [5]. Esta se compone internamente de funciones, que tienen como fin, desarrollar el modelo de optimización expresado en las ecuaciones (13), (14) y (15) del capítulo 6 del presente documento. Sin embargo, no todo el proceso es llevado a cabo en el entorno de MATLAB, ya que la resolución del problema de optimización, se realizó en el software GAMS [33], en otras palabras, el entorno gráfico actúa como un administrador de la información, porque este tiene que llevar los datos necesarios al compilador de GAMS para que se ejecute el proceso de optimización. Posteriormente a este proceso, MATLAB toma los resultados obtenidos y los presenta adecuadamente, para que el usuario los interprete de la manera correcta.

En la Figura 26, se puede observar la interfaz gráfica desarrollada. Las primeras casillas N_Barras, N_Líneas_AC y Error corresponden al número de barras fronteras que tiene el área de corte, número de líneas de transmisión que se encuentran dentro del área de corte y tolerancia en grados con que se desea que el ángulo de corte sea optimizado respectivamente. Esta tolerancia es respecto al ángulo de corte ideal o medido pero suponiendo medidas sincrofasoriales en todas las barras.

Luego de estos campos se ilustra la conexión i,j de cada una de las N_Líneas_AC con su respectiva susceptancia. En el lado derecho se tiene una matriz de ángulos correspondientes a las medidas angulares registradas en cada barra del área de corte ante un evento estático o dinámico.

En la parte final se ilustra el resultado de la optimización, en donde “1” equivale a la PMU instalada del nodo_(índice de la fila). Por último, se muestra una gráfica que expresa el comportamiento del ángulo de corte medido y el valor obtenido mediante la optimización ante el evento estático o dinámico seleccionado, que en este caso corresponde a una contingencia de la línea de transmisión 2-25 del sistema de potencia IEEE de 39 barras, el cual se trabajó con la siguiente nomenclatura.

En la Tabla 8 se puede observar la nomenclatura o equivalencia de los nombres de las barras para un sistema IEEE de 39 barras, ya que en el software se tiene que enumerar las barras que componen el área de corte de forma numérica y empezando desde 1.

Tabla 8. Nomenclatura utilizada para área de corte del sistema IEEE 39 barras

Número o nombre de las barras para sistema IEEE de 39 barras	Número o nombre de las barras para la simulación
9	1
39	2
5	3
4	4
14	5
16	6
17	7

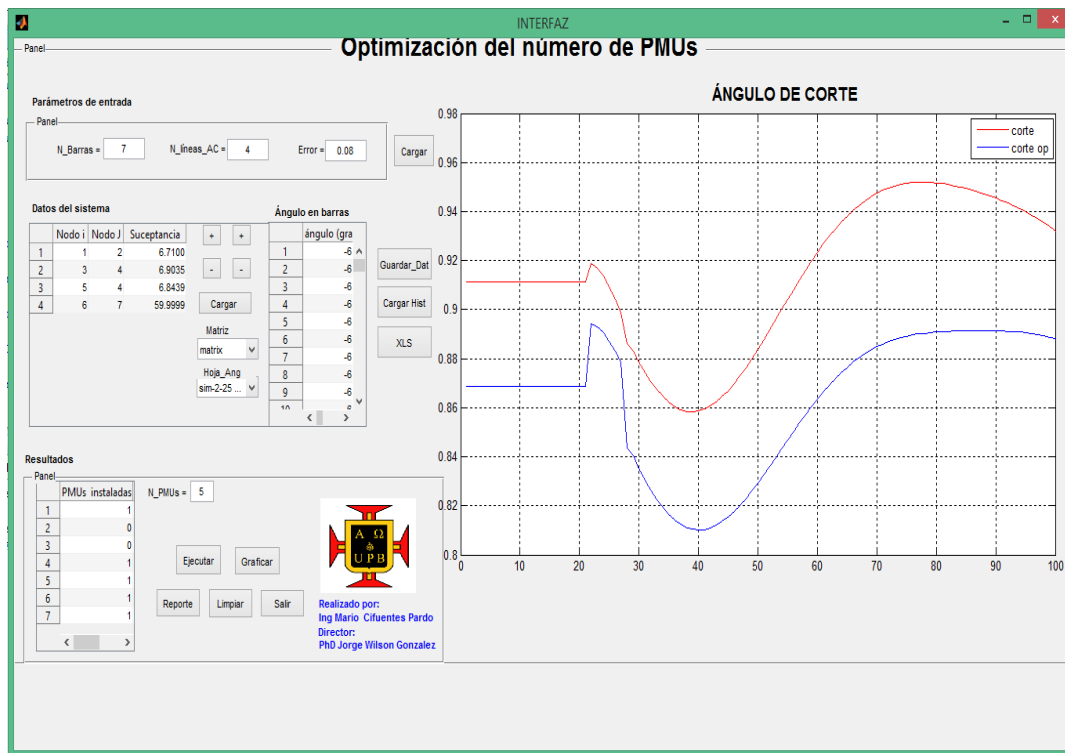


Figura 26. Interfaz Gráfica

En la Figura 27 se puede observar, el diagrama unifilar del sistema utilizado para la simulación realizada y en la Figura 28 se ilustra el área de corte a trabajar.

A continuación desde la Figura 29 hasta la Figura 32, se pueden observar las curvas obtenidas del ángulo de corte, ante contingencias de la Tabla 9. Para cada caso se utiliza un valor de tolerancia en donde se evidencie una reducción de la cantidad de PMUs instaladas, con el fin de mostrar el funcionamiento adecuado del software.

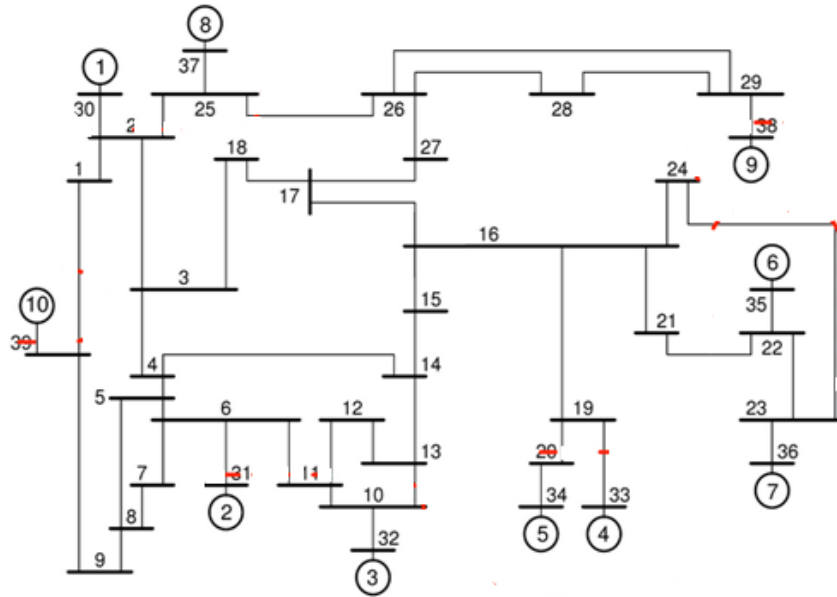


Figura 27. Sistema IEEE de 39 barras (New England Power Grid Model)

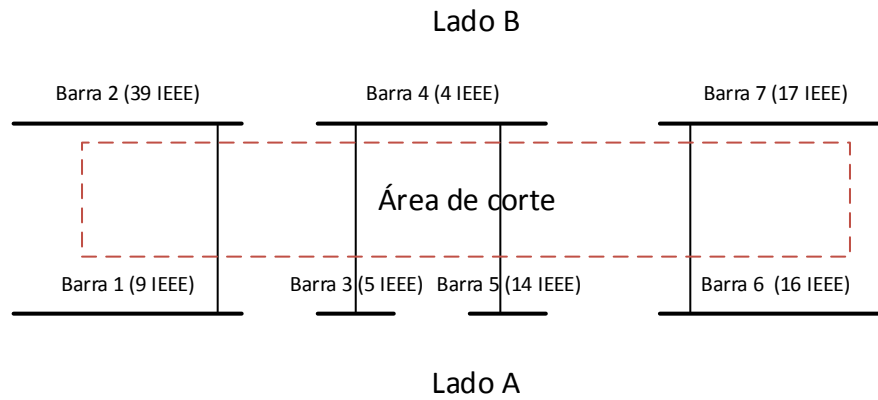


Figura 28. Área de corte sistema IEEE 39 barras

En la Tabla 9, se presentan las contingencias realizadas al sistema de la Figura 28 . En esta tabla se puede observar las PMUs instaladas, para la determinación del ángulo de corte con un valor de tolerancia respecto al ideal. Este valor fue asignado de modo que se pudiera observar una reducción de PMUs, en otras palabras entre más alto el valor de tolerancia, se obtiene un menor número de PMUs instaladas.

Tabla 9. Contingencias sistema IEEE 39 Barras

Contingencia	PMUs-Instaladas	Tolerancia(°)	# PMUs reducidas
16-17	4	0,3	3

9-39	5	0,25	2
4-14	5	0,25	2
4-5	5	0,09	2

Nota: Las contingencias realizadas fueron ante un evento de falla trifásica, en donde se dispararon forzosamente las protecciones de la LT perturbada de 100 a 200 ms, posteriormente esta cierra. Esto con el fin de mirar la evolución del ángulo de corte ante tal perturbación.

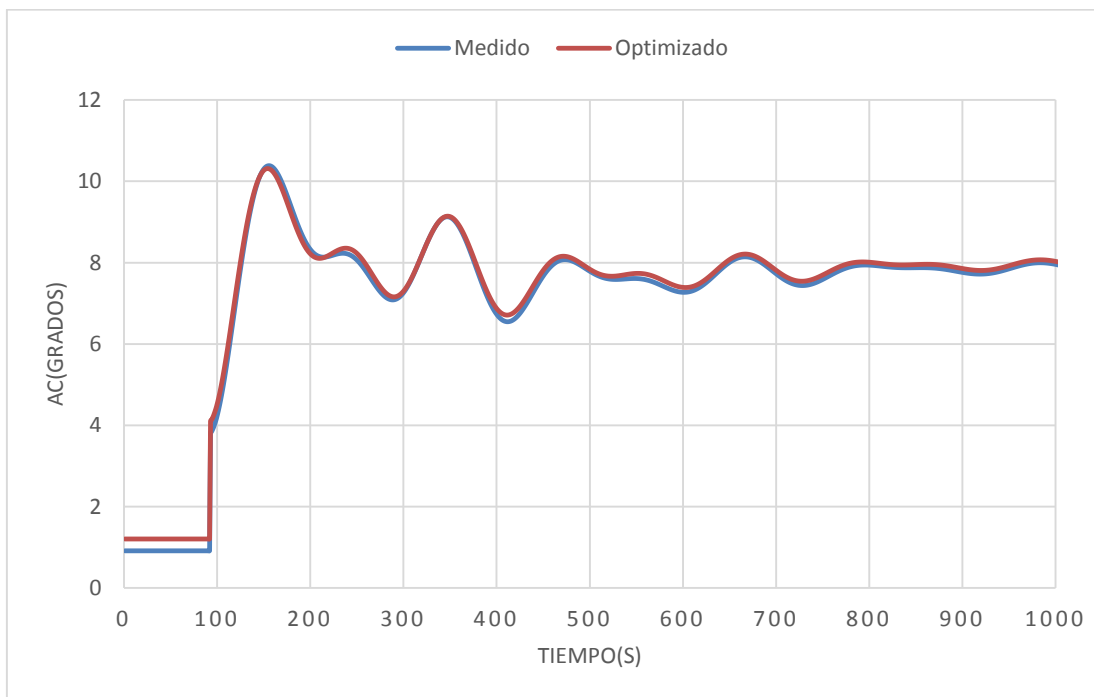


Figura 29. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras ante contingencia en línea 16-17

Como se puede observar en la Figura 29, se obtiene un seguimiento muy preciso de la señal de ángulo de corte ideal, con una reducción de 3 PMUs o 42,8% con una tolerancia de 0,3 grados. Para la Figura 30 se ve que el seguimiento de la señal ideal no es tan preciso, sin embargo la forma de la señal optimizada es coherente respecto a la señal ideal y la diferencia entre punto y punto no supera los 0,25 grados. Esto podría ser bueno dependiendo de la precisión que requiera el esquema de protección suplementaria por parte del indicador de ángulo de corte. Cabe mencionar que la contingencia de la línea entra las barras 16-17, tiene condiciones menos exigentes que la de línea entre las barras 9-39, ya que la tolerancia es más grande es menos exigente y sin embargo el seguimiento es mejor.

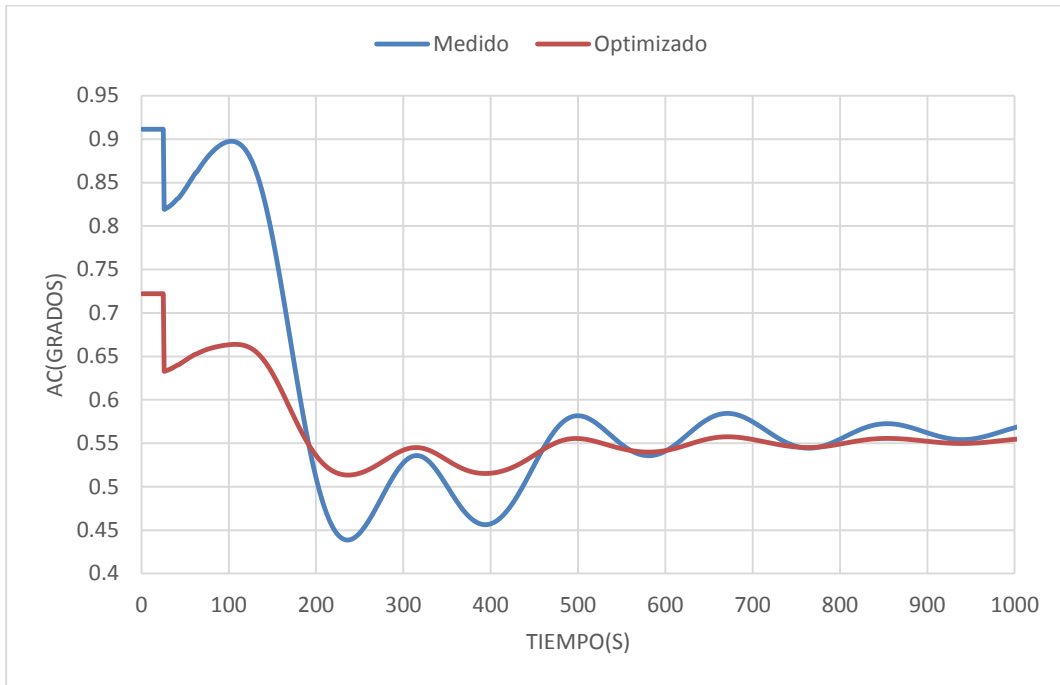


Figura 30. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras ante contingencia en línea 9-39

En la Figura 32, se puede observar que el seguimiento de la señal ideal es muy buena a pesar de que se note una diferencia en el estado estable, ya que la tolerancia es muy pequeña para este caso y la señal optimizada no la supera a lo largo del tiempo.

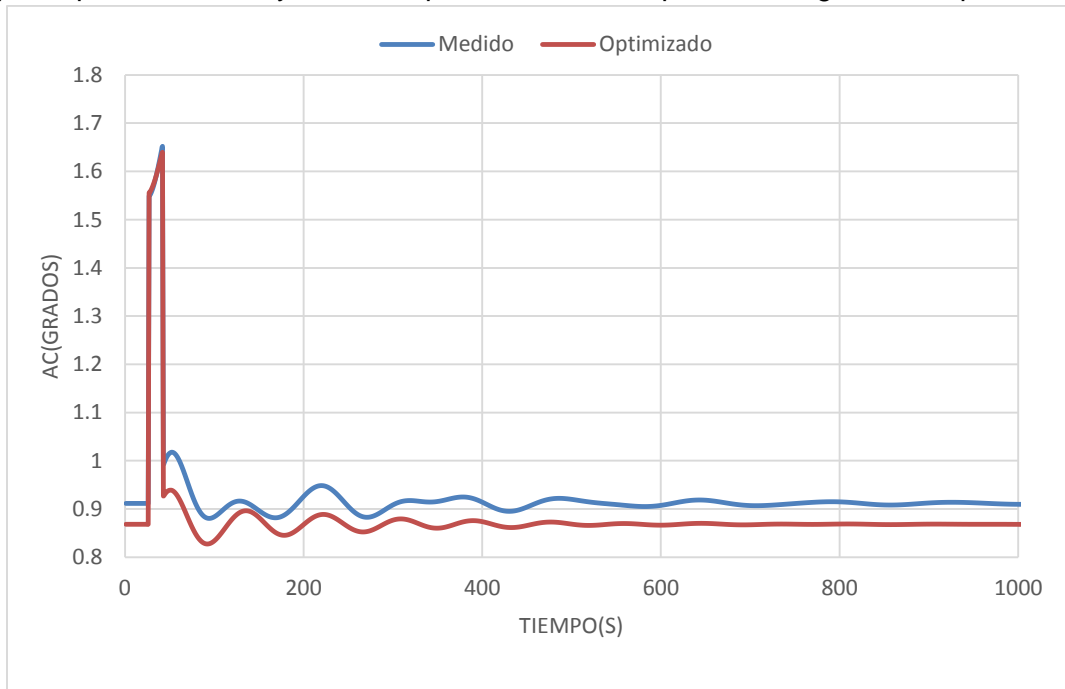


Figura 31. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras ante contingencia en línea 4-14

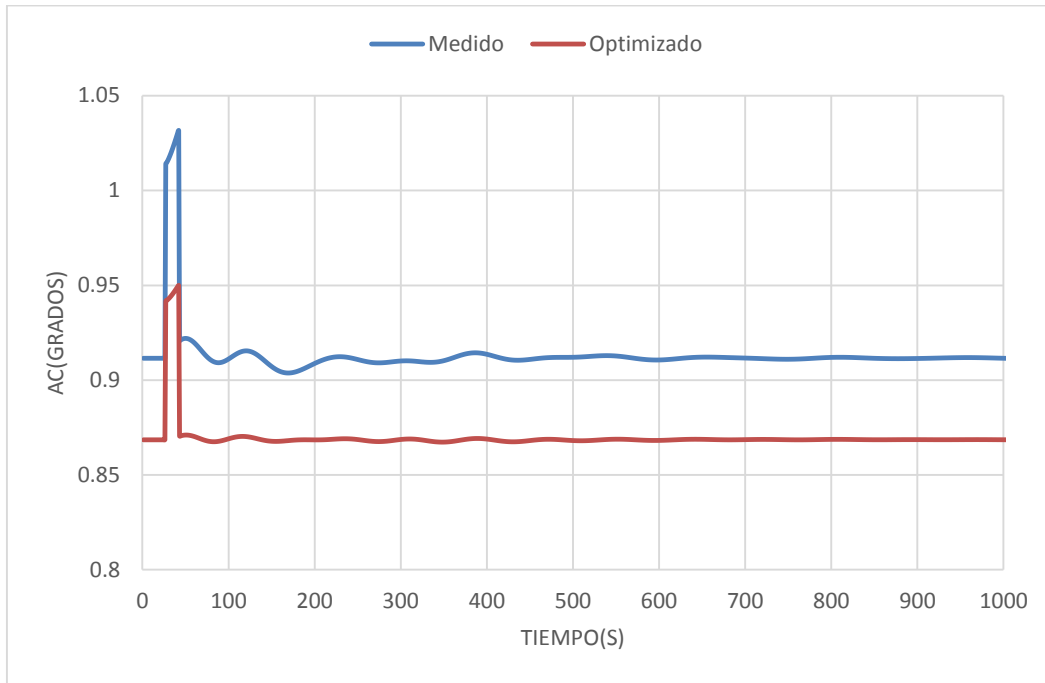


Figura 32. Simulaciones realizadas sistema IEEE 39 Barras.

-En la Figura 33, se ilustra el diagrama lógico del funcionamiento del aplicativo realizado en el presente trabajo.

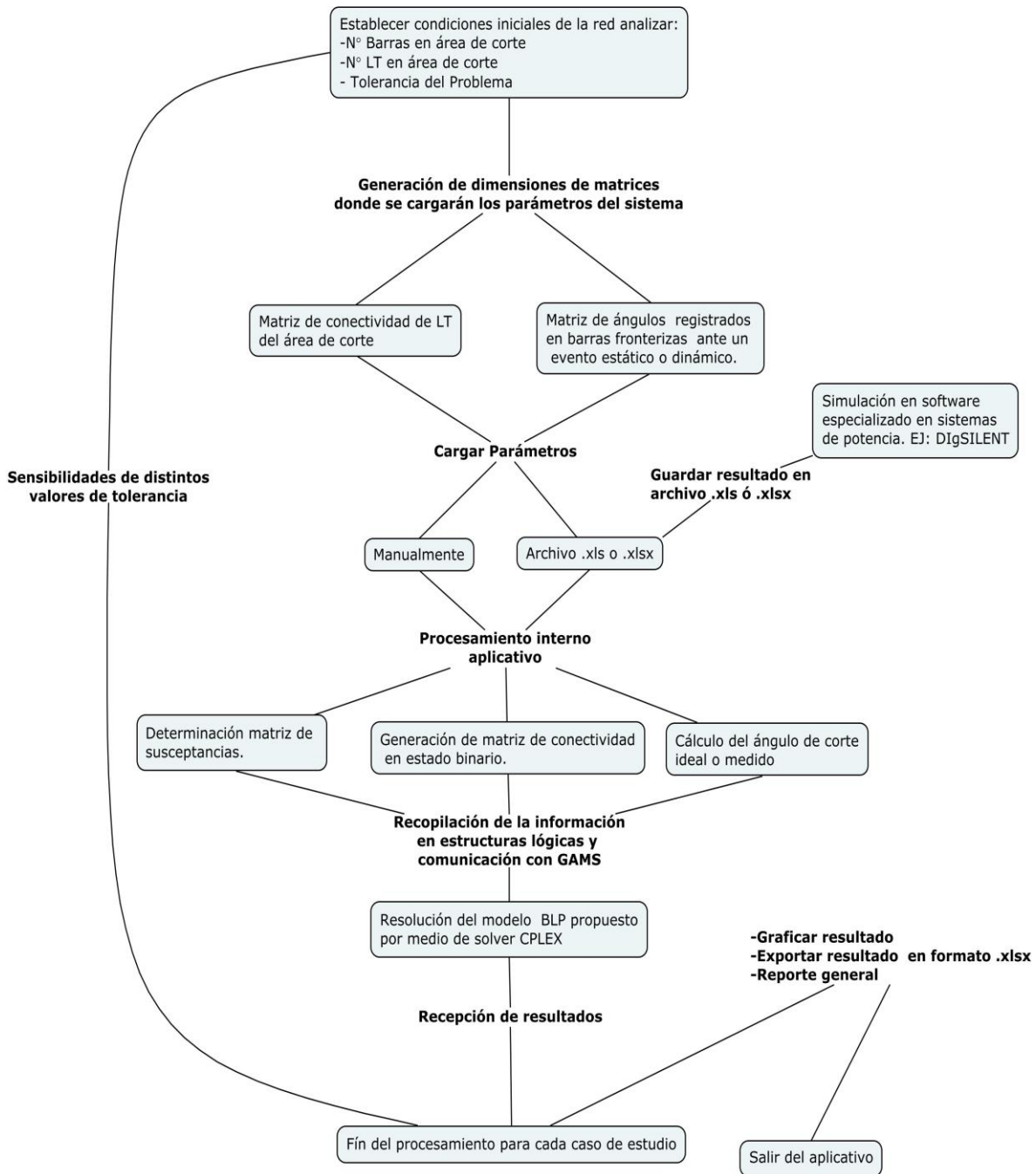


Figura 33. Diagrama de flujo de funcionamiento del software.

7.1 VERIFICACIÓN DE ACTUACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN SISTÉMICA.

La efectividad del modelo propuesto también se estudiará en una red de grandes dimensiones. Este es el caso del Sistema Interconectado Nacional de Colombia, o STN. El análisis tendrá un segundo objetivo que tiene que ver con el análisis de la efectividad de sistemas de protección de área amplia. Dichas protecciones se presentan en la referencia [4], en donde estas protecciones toman acciones de control sobre el sistema eléctrico Colombiano, ante el estado de sus indicadores, basados en la teoría de ángulo de corte y ángulo central.

En otras palabras, se estudiará el desempeño del modelo a la par con sistemas de protección de área amplia, con el indicador de ángulo de corte modificado, ya que este inicialmente funciona con la suposición de que se tienen unidades de medida sincrofasorial en todas las barras del sistema. El indicador modificado parte con un número limitado de unidades de medición sincrofasorial ubicadas estratégicamente.

7.2 METODOLOGÍA DE PROTECCIÓN SISTÉMICA

En el presente literal, se hace una breve explicación de la metodología utilizada en la referencia [4], la cual es aplicada al sistema de potencia Colombiano. En la Figura 34 se puede observar. La lista de actividades que realiza dicha metodología para poder aplicar las acciones de control sobre el sistema de potencia que tiene configurado, ante eventos estáticos o dinámicos.

Se hará énfasis en el funcionamiento de dicha metodología bajo el criterio de ángulo de corte, ya que es el tema interés de esta investigación. Sin embargo se comentará de manera resumida la actuación de ésta metodología ante el criterio de ángulo central.

7.2.1 Basado en ángulo central

Esta metodología, aplica acciones de control como el deslastre de carga o rechazo generación, ante el estado del indicador de ángulo central respecto una referencia.

7.2.2 Basado en ángulo de corte

Este criterio busca determinar la debilidad de los enlaces existentes entre las distintas áreas de corte. Cuando un sistema es llevado a una condición crítica (ej: entre dos áreas se tienen dos LT y de repente una de estos falla , inmediatamente cambia las condiciones de operación por el exceso de potencia que tiene que ser evacuado con una línea de transmisión, por lo tanto es muy factible el origen de eventos cascada ante este planteamiento y conducir el sistema de potencia al colapso.

Una posible solución para este tipo de problemáticas son los indicadores basados en la teoría de ángulo de corte, ya que estos sirven como una especie de alarma para saber el estado de estrés que presenta el sistema en un tiempo determinado. Sin embargo, no se sabe qué valor de ángulo de corte empieza a ser perjudicial para el sistema; por tal motivo en la referencia [4] se ha planteado una evaluación de la rata de crecimiento que presenta dicho parámetro por medio de la derivada del mismo respecto al tiempo ($d\theta_c/dt$) y comparada respecto a un umbral que es escogido en base a experiencias del operador y estudios de la red. De tal modo que si este umbral es superado, se puede decir que el sistema ha superado los límites de operación y se debe tomar acciones de control, como el aislamiento de áreas y garantizar la operación segura así sea bajo racionamiento.

La acción de aislar áreas no sólo depende de la rata de crecimiento del ángulo de corte sino también de la cantidad de energía almacenada en un área de corte ($\int \theta_c dt$), esta formulación representa la energía almacenada en el enlace. *“Cuando esta es mínima comparada con el resto de las otras opciones, se concluye que el enlace que interconecta los dos sistemas o áreas tiene características similares en término de generación y carga”*. [4]

Estos indicadores actúan de forma independiente, ya que se evalúa la evolución del crecimiento del ángulo central y de corte respecto a un umbral predefinido por aparte. Si este umbral se excede para el caso del ángulo de corte, quiere decir que el enlace es insuficiente para transportar el flujo de carga existente entre las áreas, de tal modo que se procede a aislarlas, con el fin de normalizar el indicador y poder prevenir que esta condición no afecte tan drásticamente al sistema de potencia. Si el umbral por parte del ángulo de corte no es superado, entonces se evalúa la tasa de crecimiento del ángulo central y se realiza una evaluación de la energía almacenada en el enlace. Esta opción se da por lo general cuando el evento tiene lugar dentro del área operativa, y de acuerdo a la teoría de ángulo de corte de las referencias [13] [14] y [16] la evolución del ángulo de corte no está diseñada para percibir cambios de topología dentro las áreas operativas.

A continuación en la Figura 35 se representa la acción de los conceptos vistos para el aislamiento de áreas.

Sin embargo, el aislamiento de áreas a veces no es suficiente para controlar la estabilidad del sistema, por tal motivo se ha implementado un ciclo en el paso de evaluación de estabilidad, de tal modo que la metodología de la Figura 34 , tome acciones de control tales como el deslastre de carga o rechazo de generación, ante eventos ya de caso extremo, esta figura se realizó en base a la referencia [4].

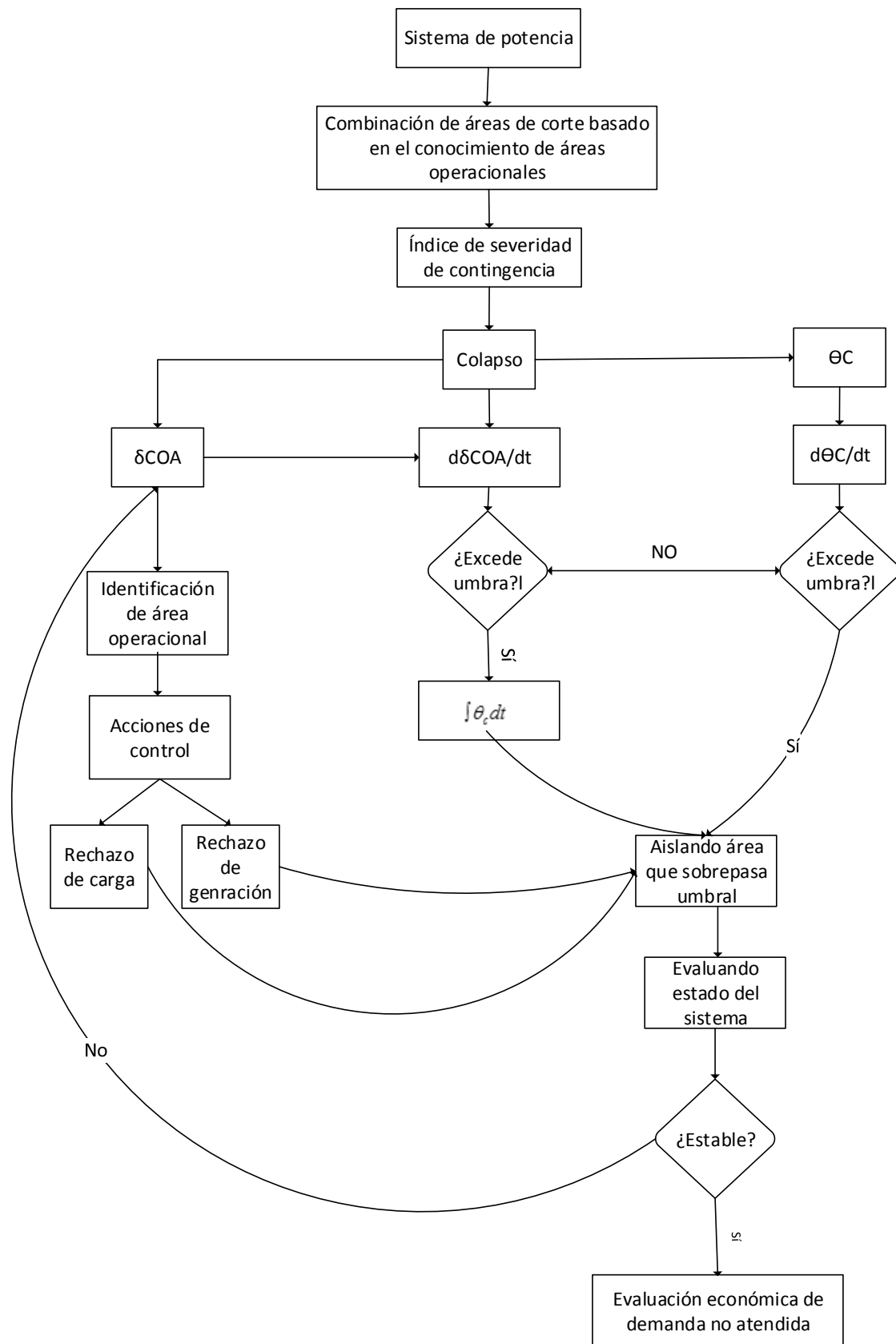
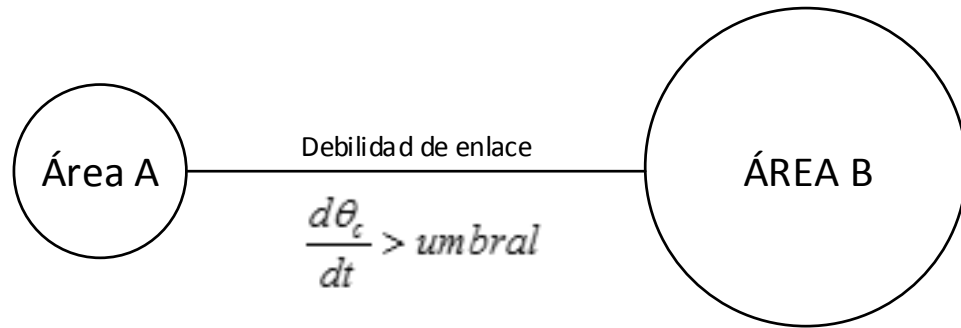
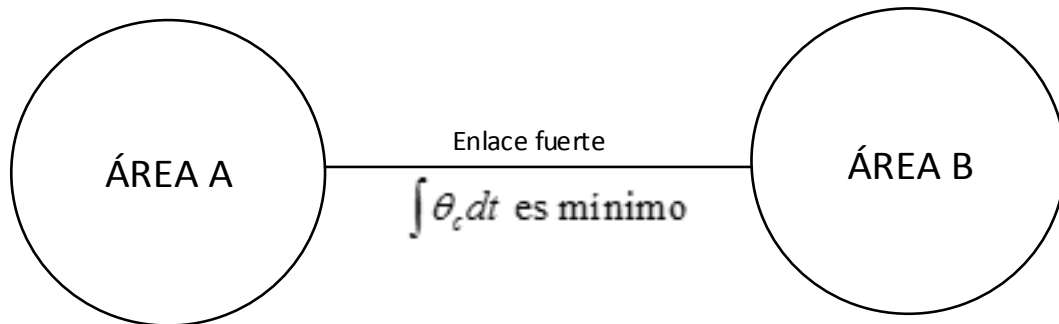


Figura 34. Diagrama de flujo general de las metodologías propuestas en la referencia.



(a)



(b)

Figura 35. Separación de áreas basado en indicadores de ángulo central y de corte.

7.3 EJERCICIO PROPUESTO PARA EVALUAR COMPATIBILIDAD DE FUNCIONAMIENTO

En el presente literal se optimiza el número de PMUs utilizadas para calcular el ángulo de corte de ciertas áreas de corte implementadas en el sistema eléctrico Colombiano para la actuación de la protección sistémica propuesta en la referencia [4].

Para la comprobación de compatibilidad se decidió desactivar la actuación de la protección sistémica ante los indicadores basados en la teoría de ángulo central, con el fin de analizar los resultados obtenidos respecto a la optimización de las ecuaciones de ángulo de corte, que constituye el objetivo del presente trabajo.

En la Tabla 10, se puede observar el área de corte que se utilizó para la comprobación de compatibilidad de la protección sistémica, esta fue seleccionada al azar entre las 28 áreas propuestas de la referencia [4]. En la Figura 36, se puede observar el diagrama unifilar para esta área de corte.

Tabla 10. Área de corte zona Antioquia [4].

Área de corte	Líneas de transmisión
Antioquia	Ancon Sur - Esmeralda 1 220
	Ancon Sur - Esmeralda 2 220
	Ancon ISA 220 - San Carlos 1 220
	Ancon ISA 220 - San Carlos 2 220
	Barbosa - Guatape 1 220
	Envigado - Guatape 1 220
	Guatape - Miraflores 1 220
	Guatape - Oriente 1 220
	Oriente - Playas 1 220
	Apartado - Caucheras 1 110
	El Siete - Quibdo 1 110

Para la validación de resultados se decidió realizar varias simulaciones sobre el área de corte propuesta, con distintos valores de tolerancia para la precisión de cálculo del ángulo de corte. Con esto se busca encontrar el valor mínimo de PMUs instaladas para esta área y determinar cómo afecta los parámetros y la actuación de la protección sistémica propuesta con anterioridad.

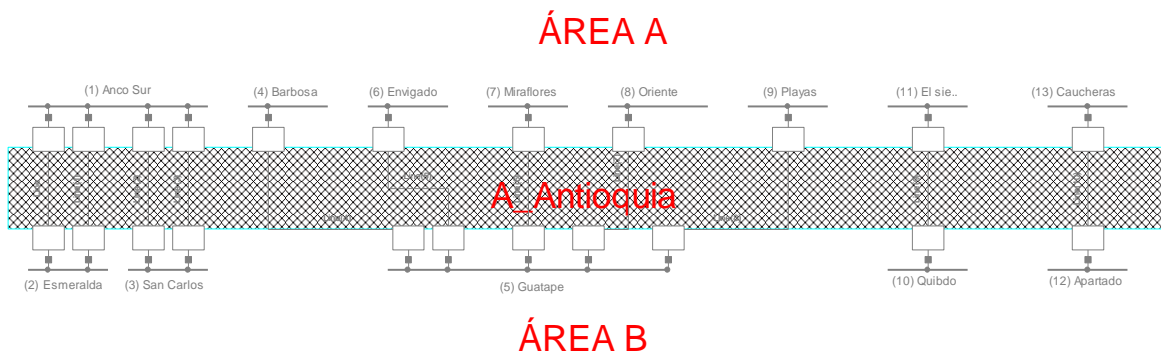


Figura 36. Área de corte implementada.

Para evaluar la tasa de crecimiento del ángulo de corte, se aplicó al sistema eléctrico Colombiano una gran perturbación, la cual consistió en la indisponibilidad de la subestación CERROMATOSO de 500 kV. En la Tabla 11 se ilustran los elementos que conforman dicha subestación. Donde los nombres de los elementos están de acuerdo con la base de datos Colombiana utilizada, la cual esta implementada en el software de la referencia [31]. En la Figura 37 se puede observar el unifilar de la subestación CERROMATOSO. En la referencia [34] se presenta el unifilar actualizado, según la unidad de planeación minero energética (UPME).

Tabla 11. Salida de subestación CERROMATOSO en barra 1 y 2 de 500 kV

ÍTEM	TIEMPO[s]	Elementos	
		Nombre DigSILENT	Nombre-Trabajo

ÍTEM	TIEMPO[s]	Elementos	
		Nombre DigSILENT	Nombre-Trabajo
Falla0	0.1	CMT_B1_500	Barra 1 Subestación cerromatoso
Falla1	0.1	Cerro - Primavera 1 500 T1	Línea Cerro-Primavera-tramo 1
Falla2	0.1	Cerromatoso 1 500/110	Trafo_1 cerromatoso 500/110 kV
Falla3	0.1	Cerromatoso 2 500/110	Trafo_2 cerromatoso 500/110 kV
Falla4	0.1	Cerromatoso 500/230	Trafo-cerromatoso 500/230 kV
Falla5	0.1	Cerro - Chinu 1 500 T1	Línea-1 cerromatoso-chinu tramo-1
Falla6	0.1	Cerro - Chinu 2 500 T1	Línea-2 cerromatoso-chinu tramo-1
Falla7	0.1	Cerro - Porce 3 1 500 T1	Línea-1 cerromatoso-porce 3 tramo-1
Falla8	0.1	Cerromatoso 3 500/110	Trafo_2 cerromatoso 500/110 kV
Falla9	0.1	Cerro - Gecelca 1 500	Línea-1 cerromatoso-- Gecelca
Falla10	0.1	CMT_B2_500	Barra 2 Subestación cerromatoso

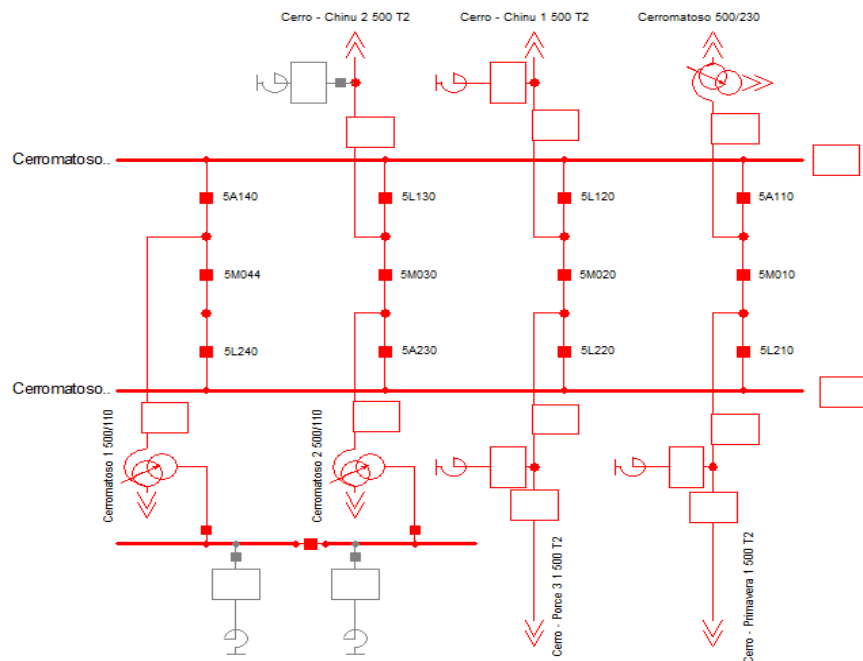


Figura 37. Unifilar de subestación CERROMATOSO 500 kV.

En la siguiente tabla se muestra la ubicación de las PMUs instaladas con distintos valores de tolerancia en grados respecto al ángulo de corte ideal o medido con todas las PMUs instaladas.

Tabla 12. PMUs Instaladas para distintos valores de tolerancia

Barra/Tolerancia(grados)	0,1-0,4	0,425	1,5
1	Ins	Ins	Ins
2	Ins	Ins	No Ins
3	Ins	No Ins	No Ins
4	Ins	Ins	Ins

Barra/Tolerancia(grados)	0,1-0,4	0,425	1,5
5	Ins	Ins	Ins
6	Ins	No Ins	No Ins
7	Ins	No Ins	No Ins
8	Ins	No Ins	No Ins
9	Ins	No Ins	No Ins
10	Ins	Ins	Ins
11	No Ins	No Ins	No Ins
12	Ins	Ins	Ins
13	Ins	Ins	Ins
PMUs_Ins	12	7	6

Nota: las abreviaciones “Ins y No Ins”, quiere decir PMU instalada y PMU no instalada respectivamente.

La metodología propuesta en la Figura 33 [4] toma acciones de aislamiento cuando una de las derivadas de los ángulos de corte de las distintas áreas sobrepasa un umbral determinado. Por tal motivo, se redujo el valor de umbral del área Antioquia, con el fin de forzar la actuación de la protección por el sobrepaso del umbral de esta área, ya que la tasa de crecimiento del ángulo de corte no era suficiente para que la protección actuara por la salida de la subestación CERROMATOSO. Con esto se pretende caracterizar el funcionamiento de la protección y observar hasta qué número mínimo de PMUs instaladas la protección actúa adecuadamente.

Los umbrales que se utilizaron fueron:

2,4 grados/segundos.

2,7 grados/segundos.

Tabla 13. Valor de $d\theta_c/dt$ para t después de falla dividido por umbral de 2,4 grados/segundos

área/tolerancia(grados)	0,1-0,4	0,425	1,5
d θ_c /dt __A1	0,3184	0,3184	0,3184
d θ_c /dt __A2	1,4746	1,0328	1,2206
d θ_c /dt __A3	0,0732	0,0732	0,0732
d θ_c /dt __A4	0,1214	0,1214	0,1214
d θ_c /dt __A5	0,0144	0,0144	0,0144
d θ_c /dt __A6	0,0367	0,0367	0,0367
d θ_c /dt __A7	0,0000	0,0000	0,0000
d θ_c /dt __A8	0,0486	0,0486	0,0486
d θ_c /dt __A9	0,2044	0,2044	0,2044
d θ_c /dt __A10	0,0000	0,0000	0,0000
d θ_c /dt __A11	0,1612	0,1612	0,1612

área/tolerancia(grados)	0,1-0,4	0,425	1,5
dθc /dt__A12	0,0146	0,0146	0,0146
dθc /dt__A13	0,0075	0,0075	0,0075
dθc /dt__A14	0,0941	0,0941	0,0941
dθc /dt__A15	0,0146	0,0146	0,0146
dθc /dt__A16	0,0177	0,0177	0,0177
dθc /dt__A17	0,0367	0,0367	0,0367
dθc /dt__A18	0,0703	0,0703	0,0703
dθc /dt__A19	0,0003	0,0003	0,0003
dθc /dt__A20	0,0378	0,0378	0,0378
dθc /dt__A21	0,2044	0,2044	0,2044
dθc /dt__A22	0,0041	0,0041	0,0041
dθc /dt__A23	0,0051	0,0051	0,0051
dθc /dt__A24	0,0146	0,0146	0,0146
dθc /dt__A25	0,0941	0,0941	0,0941
dθc /dt__A26	0,0703	0,0703	0,0703
dθc /dt__A27	0,0146	0,0146	0,0146
dθc /dt__A28	0,0003	0,0003	0,0003

Nota: La columna para los valores de tolerancias 0,1 y 0,4 grados, equivale a la columna de caso base o ideal, ya que los valores del caso ideal no difieren significativamente respecto a este.

En la Tabla 13, se puede observar que la protección sistémica sigue actuando por el área 2, a pesar de que se tenga una diferencia de 0,4418 °/s respecto al caso base, ya que sigue siendo el área de corte que supera el umbral en primera instancia. Por otro lado en la Tabla 14, se tiene que para un valor de tolerancia de 0,425 grados, la protección sistémica empieza a fallar sin importar que para 1,5 grados sí actué. Por ende se puede concluir que para la contingencia planteada, se debe trabajar con 7 PMUs instaladas sin que las actividades del área 2 se vean perjudicadas para un valor de umbral de 2,4 °/s. Se puede observar que para este caso, se obtiene una mayor precisión de la rata de crecimiento del ángulo de corte para 1,5 grados respecto a 0,425 grados. Sin embargo, es un resultado mentiroso, ya que para 0,425 grados se obtiene mejor seguimiento de la señal de ángulo de corte ideal. Por ende se concluye que este “mejor seguimiento” para la tolerancia de 1,5 grados, es el resultado de un ruido de la señal optimizada, ya que en ese instante de muestra, la señal optimizada de 1,5 grados tenga una mayor magnitud que la señal optimizada de 0,425 grados y por eso la rata de crecimiento es mayor, pero no quiere decir que el seguimiento a la señal ideal sea mejor.

Para un valor de umbral mayor a 2.4 °/s se recomienda trabajar con un valor de 12 PMUs instaladas para que las actividades del área dos no se pongan en riesgo, ya que para tolerancias mayores la protección sistémica empieza a fallar. .

Tabla 14. Valor de $d\theta_c/dt$ para t después de falla dividido por umbral de 2,7 grados/segundos

área/tolerancia (grados)	0,1-0,4	0,425	1,5
d θ_c /dt__A1	0,318	0,318	0,318
d θ_c /dt__A2	1,311	0,918	1,085
d θ_c /dt__A3	0,073	0,073	0,073
d θ_c /dt__A4	0,121	0,121	0,121
d θ_c /dt__A5	0,014	0,014	0,014
d θ_c /dt__A6	0,037	0,037	0,037
d θ_c /dt__A7	0,000	0,000	0,000
d θ_c /dt__A8	0,049	0,049	0,049
d θ_c /dt__A9	0,204	0,204	0,204
d θ_c /dt__A10	0,000	0,000	0,000
d θ_c /dt__A11	0,161	0,161	0,161
d θ_c /dt__A12	0,015	0,015	0,015
d θ_c /dt__A13	0,008	0,008	0,008
d θ_c /dt__A14	0,094	0,094	0,094
d θ_c /dt__A15	0,015	0,015	0,015
d θ_c /dt__A16	0,018	0,018	0,018
d θ_c /dt__A17	0,037	0,037	0,037
d θ_c /dt__A18	0,070	0,070	0,070
d θ_c /dt__A19	0,000	0,000	0,000
d θ_c /dt__A20	0,038	0,038	0,038
d θ_c /dt__A21	0,204	0,204	0,204
d θ_c /dt__A22	0,004	0,004	0,004
d θ_c /dt__A23	0,005	0,005	0,005
d θ_c /dt__A24	0,015	0,015	0,015
d θ_c /dt__A25	0,094	0,094	0,094
d θ_c /dt__A26	0,070	0,070	0,070
d θ_c /dt__A27	0,015	0,015	0,015
d θ_c /dt__A28	0,000	0,000	0,000

CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo matemático de optimización en programación lineal binaria, basado en ecuaciones de observabilidad y de ángulo de corte, que determina la ubicación óptima de unidades de medición sincrofasorial para áreas de corte. Permitiendo obtener una medida confiable del ángulo de corte.

Se implementó una interfaz gráfica basada en los software de MATLAB y GAMS, que determina la ubicación óptima de unidades de medición sincrofasorial para áreas de corte previamente definidas. Lo cual abre la oportunidad a aplicaciones de protecciones de área amplia, en donde se vigile el estado en tiempo real de las distintas áreas de corte, con el fin de poder tomar acciones predictivas o correctivas ante eventos estáticos o dinámicos en un sistema de potencia.

Se comprobó el funcionamiento del programa en un sistema de potencia IEEE de 39 barras simulado en DlgSILENT, lo cual brinda soporte para futuras investigaciones. Además se adaptó en un esquema de protección sistémica implementado sobre la red nacional Colombiana. Lo cual da valor agregado al trabajo realizado, ya que funciona adecuadamente y da garantía de aplicaciones que se base en la teoría de ángulo de corte.

Se realizó una investigación de la teoría de ángulo de corte más relevante para el presente trabajo y aplicaciones realizadas a nivel global y local. Lo cual fue de gran soporte para la elaboración del modelo de programación lineal binaria desarrollado en el presente trabajo. Además que permitió visualizar los alcances futuros que puede tener el presente trabajo de acuerdo con los alcances logrados hasta el momento.

El producto desarrollado en el presente trabajo, puede tener grandes beneficios a futuro respecto a la carga computacional, ya que a medida que transcurre el tiempo, los sistemas de potencia son cada vez más monitoreados y extensos, lo cual se traduce a un mayor volumen de datos, que puede ser perjudiciales para el monitoreo por áreas de corte en tiempo real, ya que la latencia de las señales pueden marginar la operación oportuna.

RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

En el presente literal se plantean ideas que podrían llevar la investigación realizada a fines aplicativos para sistemas de protección de área amplia, además sirve de apoyo para investigaciones complementarias.

Se recomienda implementar modelos no lineales y heurísticos aplicados a la ubicación óptima de PMUs en un sistema de potencia, como se muestra en la Tabla 7, con el fin de comparar variables como:

- Rapidez de ejecución (grado de complejidad del algoritmo)
- Rapidez de convergencia (número de iteraciones hasta llegar al óptimo)
- Equivalencia en la ubicación PMUs (como ubica PMUs los otros métodos)
- Consumo de recursos informáticos (costo)

Con el fin de escoger la opción técnico-económica más viable para solucionar el problema.

Modificar la función objetivo implementando una variable de peso, la cual sea el costo de instalación (ej: $\min z = \sum_{i,j=1}^{nodos} costo_j x_i$), además de plantear distintas restricciones diferentes a la observabilidad sencilla como:

- Redundancia de Medición.
- Definición de la función costo, de acuerdo a la naturaleza del sistema a trabajar.

Esto con el fin de obtener una solución más robusta, la cual considere distintas variables como la pérdida de información, ya sea por el daño de una PMU o salida de una línea, con el fin de que el problema no se base solo en mantener la señal del ángulo de corte sino también en considerar variables externas que pueden ocurrir.

Con el transcurrir del tiempo se observó que los dispositivos electrónicos, tienden a disminuir su precio, de tal forma que en un futuro puede ser viable económicamente tener PMUs en todas las barras. Sin embargo, es un tema que de pronto no sería viable desde el punto de vista técnico, ya que la carga computacional para el manejo de todos los datos sería grande. Por tal motivo, sería interesante proponer un esquema centralizado y descentralizado que vigile los estados de líneas y demás equipos que puedan influir en el cambio de topología del sistema, con el fin de que el algoritmo de optimización le diga al esquema de protección qué medidas tomar, garantizando la vigilancia del sistema en tiempo real y así poder disminuir la carga computacional, y al momento de un evento estático o dinámico poder responder con la menor latencia de tiempo posible.

Implementar el trabajo realizado con las ecuaciones de ángulo central, con el fin de construir una protección sistémica más completa, que permita actuar ante situaciones dinámicas de pequeño, mediano y gran impacto.

Bibliografía

- [1] R. A. Quintanilla, «Sistemas de transporte inteligentes. Medición sincronizada de fasores,» Octubre del 2005.
- [2] C. E. Restrepo Mejía, «Caracterización angular del sistema interconectado nacional basado en los indicadores de ángulo de corte y ángulo central,» Medellín, 2012.
- [3] Standards, IEEE-SA, «IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Std C37.118™-2005,» 2005.
- [4] G. Lopez, Validation and evaluation of the cutset angle and central angle method for stability analysis of the colombian electric power network, Medellín PhD Thesis, 2012.
- [5] «MathWorks,» [En línea]. Available: <http://www.mathworks.com/products/matlab/>. [Último acceso: 02 Febrero 2015].
- [6] K. E. Martin, D. Hamai y M. G. Adamiak, «Exploring the IEEE Standard C37.118–2005. Synchrophasors for Power Systems,» 2008.
- [7] Cigre, «SYSTEM PROTECTION SCHEMES IN POWER NETWORKS,» 2001.
- [8] A. R. Hernandez, «Teledisparos ó esquemas suplementarios de protección del sistema eléctrico (ESPS),» CREG, Bogotá, 2010.
- [9] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEE*, 2004.
- [10] DISEÑO CONCEPTUAL SIRENA Fase 1, «Gerencia Centro Nacional de Despacho, Dirección Planeación de la Operación,» 2009.
- [11] M. Cifuentes y D. DÍAZ , «Protecciones adaptativas wam-wacs,» Trabajo Maestría T&D Curso de protecciones Jhon Albeiro Calderon, Medellín, 2014.
- [12] J. W. Gonzalez, G. J. López, R. A. Leon, H. M. Sanchez, I. A. Isaac y H. A. Cardona, «Proposals based on CutSet Area an CutSet Angles and Possibilities for PMU deployment,» *IEEE*, 2012.
- [13] I. Dobson, M. Parashar y C. Carter, «Combining Phasor Measurements to Monitor CutSet Angles,» nº 43rd Hawaii International Conference on System Sciences, 2010.
- [14] I. Dobson, «New angles for monitoring areas,» *Bulk Power System Dynamics and Control (iREP) - VIII (iREP), 2010 iREP Symposium*, pp. 1-13, 1-6 , Aug 2010.

- [15] B. Bhargava, A. Salazar y Southern California Edison, «Use of Synchronized Phasor Measurement system for monitoring power system stability and system dynamics in real-time».
- [16] I. Dobson y M. Parashar, «A cutset area concept for phasor monitoring,» Minneapolis, 2010.
- [17] J. Castaño y G. J. López, «4) Herramientas Computacionales para el Análisis y Monitoreo de Sistemas de Potencia Basadas en Modelos Angulares,» Medellín, 2012.
- [18] Psymetrix, «PhasorPoint Manual. Edimburgo,» 2011. [En línea]. Available: <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>. [Último acceso: 26 Febrero 2015].
- [19] UFSC, «MedFasee,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>. [Último acceso: 26 Febrero 2015].
- [20] G. J. Lopez, J. W. Gonzalez, H. Cardona, I. A. Isaac, J. Castaño y J. Restrepo, New Indices for the angular analysis of the electrical power systems based on PMU measurement, Medellín: IEEE, 2012.
- [21] F. Rothlauf, Desing Of Modern Heuristics Principles and Application, Springer, 2001.
- [22] S. S. Rao, Engineering Optimization: Theory and Practice, 2009.
- [23] O. T. F. U. w. MATLAB, «Optimization Toolbox User's Guide».
- [24] S. Boyd, Convex Optimization, Cambridge University Press.
- [25] R. Singiresu S. , ENGINEERING OPTIMIZATION Theory and Practice, JOHN WILEY & SONS, INC Fourth Edition, 2009.
- [26] A. Cubillos, Optimización con aplicación a la mecánica de materiales, Ibagué, 2007.
- [27] W. Marchena y C. Ornelas, Reporte de investigación "Optimización y la Programación Lineal: Una Introducción", 2007.
- [28] J. M. Sallán Leyes, A. Suñé Torrents y J. Baptista, Métodos cuantitativos en organización industrial 1, Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, Primera edición, febrero 2202.
- [29] J. J. Obagi Araujo, Elementos de teoría de probabilidad para Ingenieros, Bogotá: Universidad Javeriana, 2003.
- [30] «IEEE xplore Digital Library,» [En línea]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>. [Último acceso: 03 Febrero 2015].

- [31] G. Bei, «Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement,» IEEE, 2008.
- [32] G. Bei, «Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming,» IEEE, 2008.
- [33] «GAMS Home Page,» [En línea]. Available: <http://www.gams.com/>. [Último acceso: 06 Febrero 2015].
- [34] «UPME,» [En línea]. Available: <http://www.upme.gov.co/Convoca2014/032014/DocumentosDef/Figura%204%20Unificar%20subestaci%C3%B3n%20Cerrromatoso%20500%20kV.pdf>. [Último acceso: 25 Febrero 2015].
- [35] XM - UPB, «Caracterización del comportamiento del SIN e identificación de su potencial observación con tecnología PMU,» Medellín, 2010.
- [36] M. S. V. Venkatasubramanian, Real-Time Security Assessment, Pullman: The Power Systems Engineering Research Center (PSERC), 2010.
- [37] I. Decker-LabPlan UFSC, «Curso sobre Medição Fasorial, Teoría e Prática,» 2007.
- [38] «DigSILENT Power Factory,» [En línea]. Available: <http://www.digsilent.de/>. [Último acceso: 24 Febrero 2015].

ANEXO 1: MANUAL DE USUARIO SOFTWARE UOP-AC

En el presente literal se presenta manual usuario del software UOP-AC(“Ubicación optima de PMUs para ángulos de corte”), con el fin de que el usuario pueda instalarlo adecuadamente, e interpretar los resultados de la forma correcta.

REQUISITOS:

Para el funcionamiento del programa se necesita como mínimo los siguientes requisitos:

Sistema Operativo	Procesador	Memoria	Versión Matlab	Versión Gams
Windows 8.1 ,8 y 7	Cualquier Procesador Intel o AMD que soporte SSE2	1024 MB (al menos 2048 MB recomendado)	2013a	24.x

VINCULACIÓN ENTRE MATLAB Y GAMS:

Para que el presente software funcione adecuadamente es muy importante cumplir con los requisitos mínimos exigidos de la tabla anterior, una vez cumplido con esto, se procede a vincular estos dos compiladores, con el fin de poder utilizar la característica de ambos.

Actualmente existen dos maneras de vincular estos dos software:

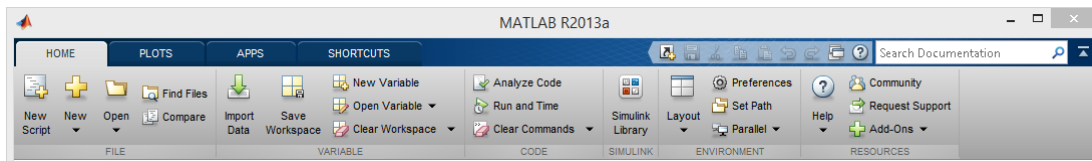
A) Por comandos:

Abrir el entorno de Matlab, una vez ubicado en la ventana de comandos (“ Command Windows”), se procede a digitar los siguientes comandos:

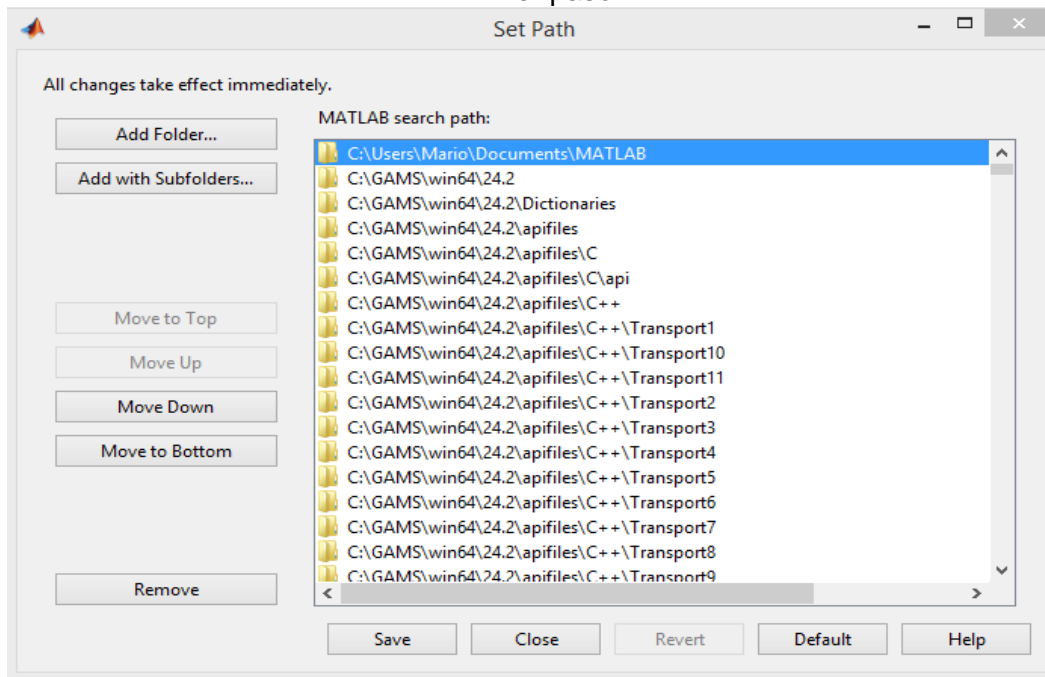
1. **addpath’ruta de instalación’** Ej: C:\gams
2. **savepath**

B) Opciones de menú del compilador Matlab

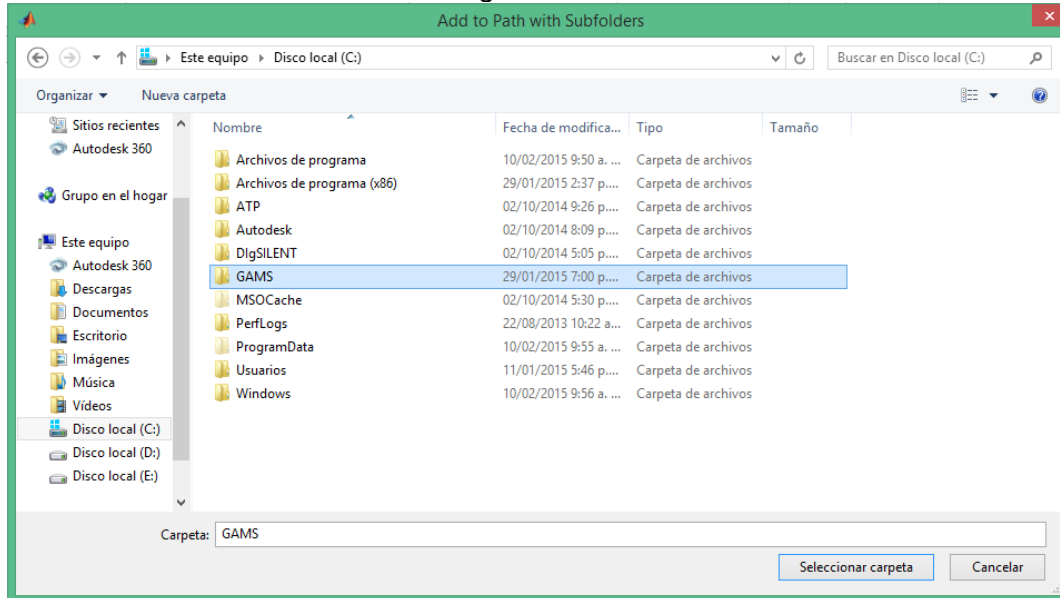
En las siguientes figuras se muestra el procedimiento para lograr la vinculación entre estos dos programas. En primer paso el usuario debe ubicarse en la pestaña **HOME** y elegir la opción **Set Path**, inmediatamente debe abrirse la ventana emergente que se ilustra en el paso 2, en esta se selecciona la opción **Add with Subfolders**, donde aparecerá otra ventana emergente, en la que se debe seleccionar la carpeta donde se encuentra instalado el software GAMS, una vez seleccionada, procedemos en el botón **seleccionar carpeta**, en donde aparecerá la ventana emergente del paso 2, se debe seleccionar la opción **Save** y el proceso de vinculación debe quedar finalizado.



Primer paso



Segundo Paso



Tercer paso

Una vez realizado los pasos anteriores se selecciona la casilla de salvar. Para verificar si la vinculación funciona adecuadamente se realizan los siguientes pasos

En el Command Windows digitamos cualquiera de estos dos comandos: `help rgdx` o `help wgdx` y como se puede observar en la figura, aparece las propiedades que este comando posee, esto quiere decir que la librería de `gams` está correctamente instalada en Matlab.

```

Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Examples, or read Getting Started.

>> help wgdx
Write data into GDx file. It can take multiple input structures in one
call. It doesn't return any output.

syntax: wgdx ('gdxFileName', s1, s2 ...);

s1, s2, etc are Matlab structure. Valid fields for this structure are as
follows:
1. name:      String input for name of the symbol in gdx file.
2. val:       Numeric data matrix of set or parameter to be written.
               It can be entered in either full or sparse format.
3. form:      String input for form of output data matrix.
               Valid values are ('full'/'sparse').
               It is optional, with default as 'sparse'.
4. type:      String input indicating type of symbol.
               Valid values are (set/parameter).
               It is optional with default as 'set'.
5. uels:      This is 1*n cell array of uels to be used for filtered read.
               It is optional. Example {{1:5}{'i1', 'i2'}} for 2D
6. dim:       Numeric value representing dimension of symbol.
               It is optional.
7. ts:        Text string in string form.
               It is optional with default value as "MATLAB data from GDxMRW"

```

Adicional al anterior procedimiento se debe verificar, la transferencia de información entre estos dos software, por ende se recomienda ejecutar cualquier modelo de la librería de `gams`. Para este caso se tomó el modelo **transport** y se ejecutó con el siguiente comando, en donde se generó el resultado que se muestra a continuación.

`system 'gams transport lo=3 gdx=solution'`

```

>> system 'gams transport lo=3 gdx=solution'
--- Job transport Start 02/10/15 13:48:50 24.2.1 r43572 WEX-WEI x86_64/MS Windows
*** Unable to open input file (RC=2) transport
*** SysMsg: No such file or directory
*** Status: Terminated due to parameter errors
--- Job transport Stop 02/10/15 13:48:50 elapsed 0:00:00.001

ans =

     6

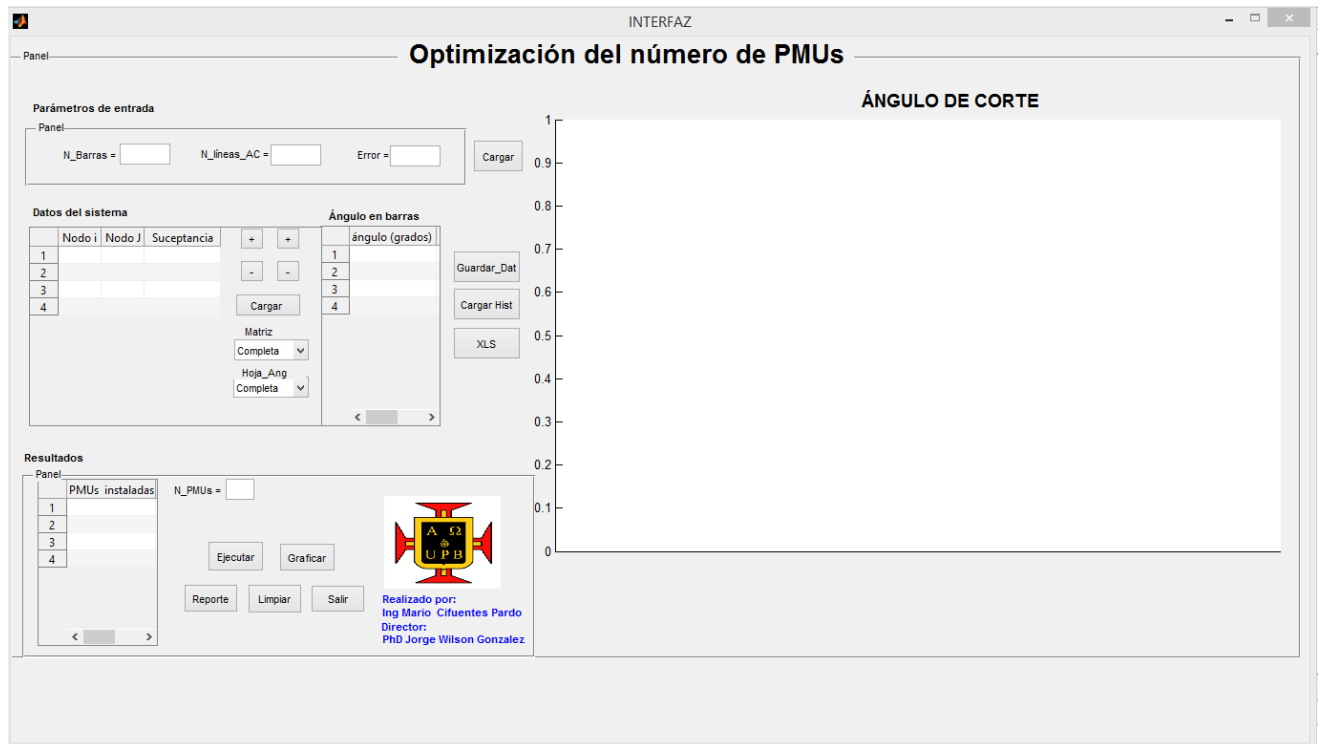
```

Manejo del aplicativo:

En el presente literal se explica como se debe ingresar los parámetros de entrada al software y como se interpretan los resultados obtenidos, y la interpretación de los resultados.

Condiciones iniciales:

Las casillas correspondientes a las variables, **N_Barras** (Nºbarras fronterizas en el área de corte), **N_Líneas_AC** (Nº de LT en el área de corte) y **Error** (tolerancia en grados), cargan las condiciones iniciales del problema de optimización, ya que estas indican, la dimensión del sistema a trabajar y con qué precisión se desea optimizar la medida del ángulo de corte.

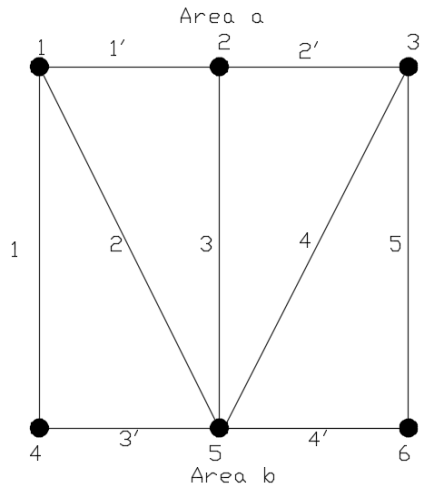


IMPLEMENTACIÓN DE PARÁMETROS DEL ÁREA DE CORTE:

Una vez decididas, las características básicas del área de corte a trabajar, se procede con la implementación de los parámetros que componen dicha área de corte.

En el apartado "datos del sistema", se indica la conexión de las LT que se encuentran dentro del área de corte con la respectiva susceptancia de cada una. Es de vital importancia que la topología de conexión se ingrese al sistema de forma numérica desde la barra 1 hasta la n-ésima barra fronteriza del área de corte.

Para mayor claridad se muestra en forma de ejemplo de cómo sería el ingreso de datos para el siguiente sistema.



N_Barras=6 N_Líneas_AC=5

Error=0.08 (grados +/- de tolerancia precisión del ángulo de corte optimizado, este valor se da a gusto del usuario).

Matriz de datos

Nodo i	Nodo J	Susceptancias
1	4	Valor_B1
1	5	Valor_B2
2	4	Valor_B3
3	5	Valor_B4
3	6	Valor_B5

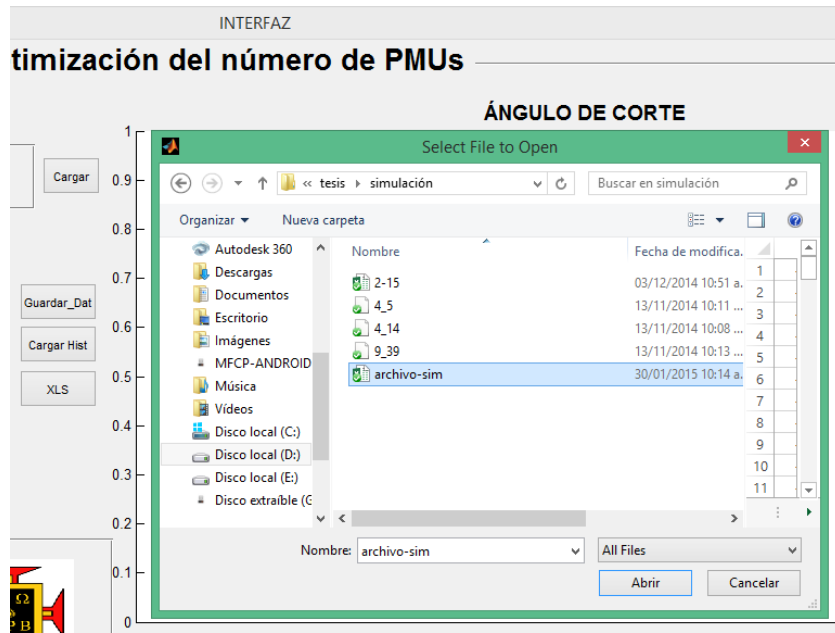
Matriz de ángulos

1	2	N_Barras
$\Theta_1(t_1)$	$\Theta_2(t_1)$	$\Theta_6(t_1)$
$\Theta_1(t_2)$	$\Theta_2(t_2)$	$\Theta_6(t_2)$
$\Theta_1(t_n)$	$\Theta_2(t_n)$	$\Theta_6(t_n)$

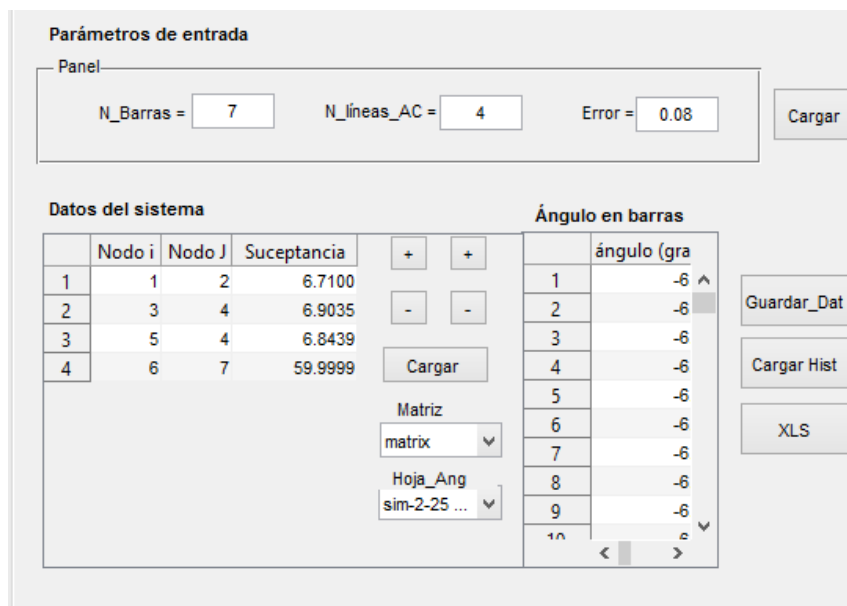
Donde:

n: Número de muestras tomadas, de los valores angulares de las barras fronterizas ante un evento estático o dinámico.

El anterior procedimiento puede resultar muy tedioso cuando el usuario posee muchos datos, por tal motivo el presente programa tiene una aplicación, que permite cargar los datos del procedimiento anterior desde una archivo xls (Microsoft Excel).



Botón XLS y seleccionar la ubicación del archivo



Seleccionar las hojas en donde se encuentra la matriz de conexión del área de corte y las muestras angulares de las barras fronterizas. Una vez realizado esto, se selecciona el botón cargar y los parámetros del sistema aparecerán de la forma en que se muestra en la figura anterior.

Nota:

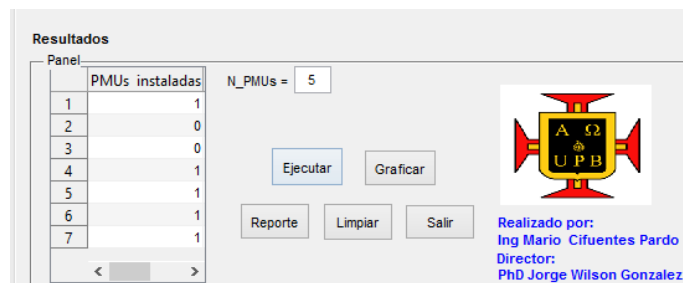
Para que el archivo .xls cargue adecuadamente se debe garantizar las siguientes condiciones.

1. No utilizar encabezados en la hoja de trabajo, donde se encuentra los archivos.

2. El orden de los datos debe comenzar desde la primera celda (A1) y deben conservar la topología u orden de las matrices generadas por condiciones iniciales.
3. Verificar que las dimensiones de las matrices en las hojas de trabajo donde se encuentra la información sea la misma que las matrices que el aplicativo genero por condiciones iniciales.
4. No puede haber valores o caracteres en otras celdas que no formen parte de la matriz.
5. La numeración de la matriz de conectividad debe empezar desde el nodo 1, así este represente otro nodo en un sistema real.

Ejecución del programa:

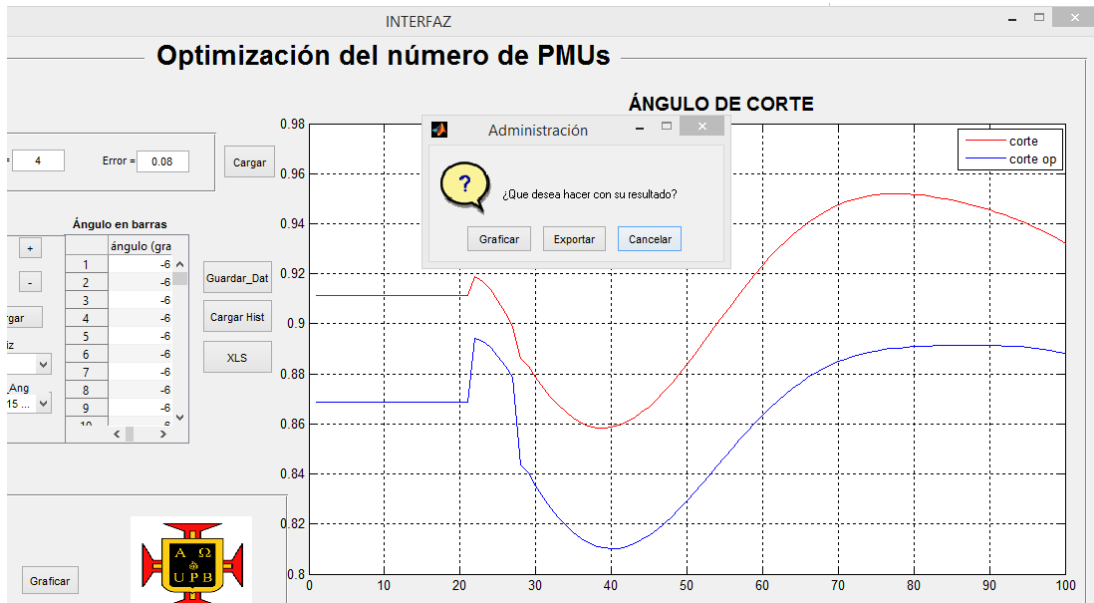
Para la generación de resultados, el usuario debe seleccionar el botón ejecutar y le deberá aparecer en la ventana de resultados la siguiente información.



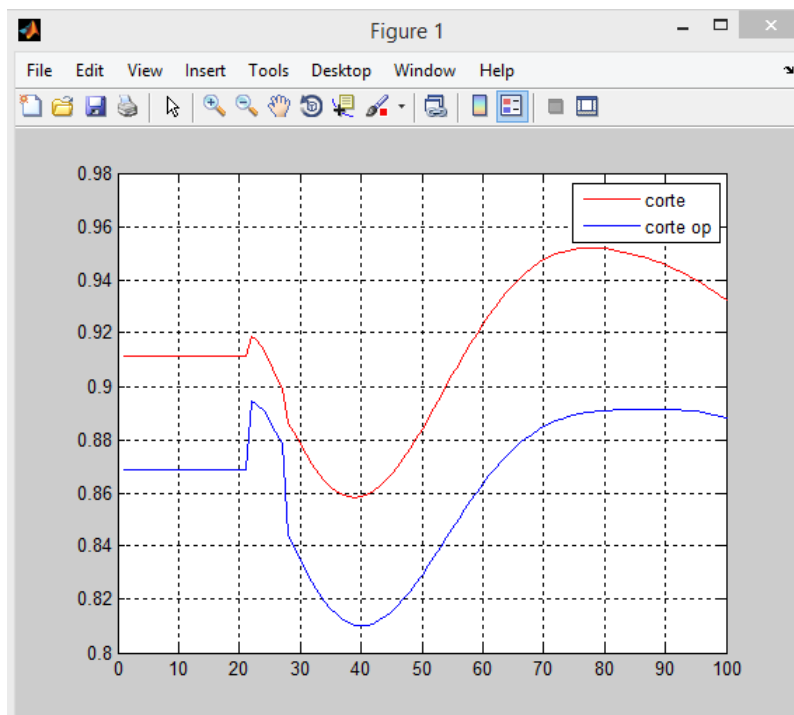
Resultado obtenido para ante contingencia en la LT ubicada en la barra 2 y 25, del sistema IEEE de 39 barras.

La variable $N_PMUs=5$ indica que para mantener el ángulo de corte con una precisión de ± 0.08 grados, es suficiente con tener un total de 5 PMUs instaladas, la cuales se encuentra distribuidas en la tabla de la izquierda, en donde 1 quiere decir instalada y 0 no instalada en el nodo_{índice de la fila}.

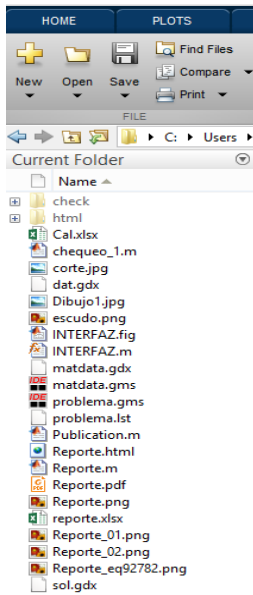
Si el usuario desea visualizar el ángulo de corte ideal o medido vs el optimizado por el software, este debe dar click sobre el botón graficar y deberá aparecer una curva, que indique el comportamientos de estos. Inmediatamente aparecerá una ventana emergente, que pregunta qué acción desea realizar con la curva obtenida.



Cuando se da click sobre la opción de graficar, aparecerá una ventana que contiene las curvas del ángulo de corte optimizado vs el medido o ideal, pero con la diferencia que en esta el usuario podrá usar las herramientas que proporciona el comando "figure" de Matlab.



Si se elige la opción de exportar, se almacenarán los valores de las curvas obtenidas en la Hoja1 del archivo "Cal.xlsx"

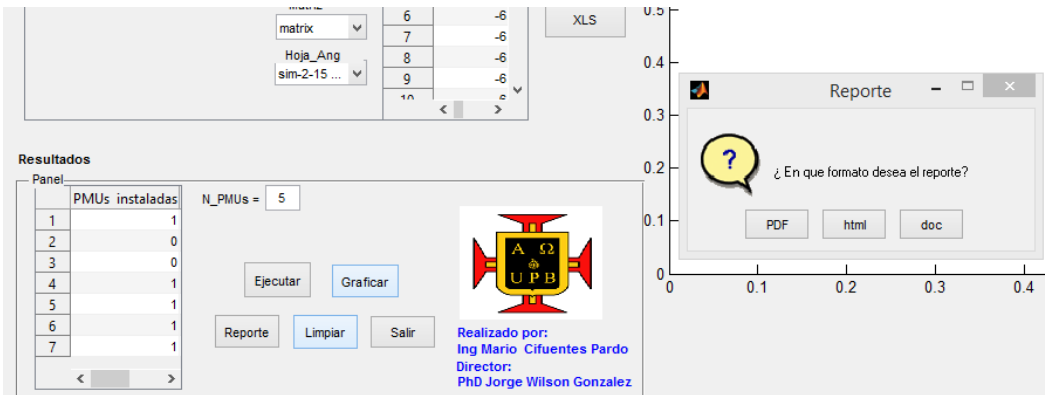


La columna A representa el ángulo de corte medido
La columna B representa el ángulo de corte optimizado

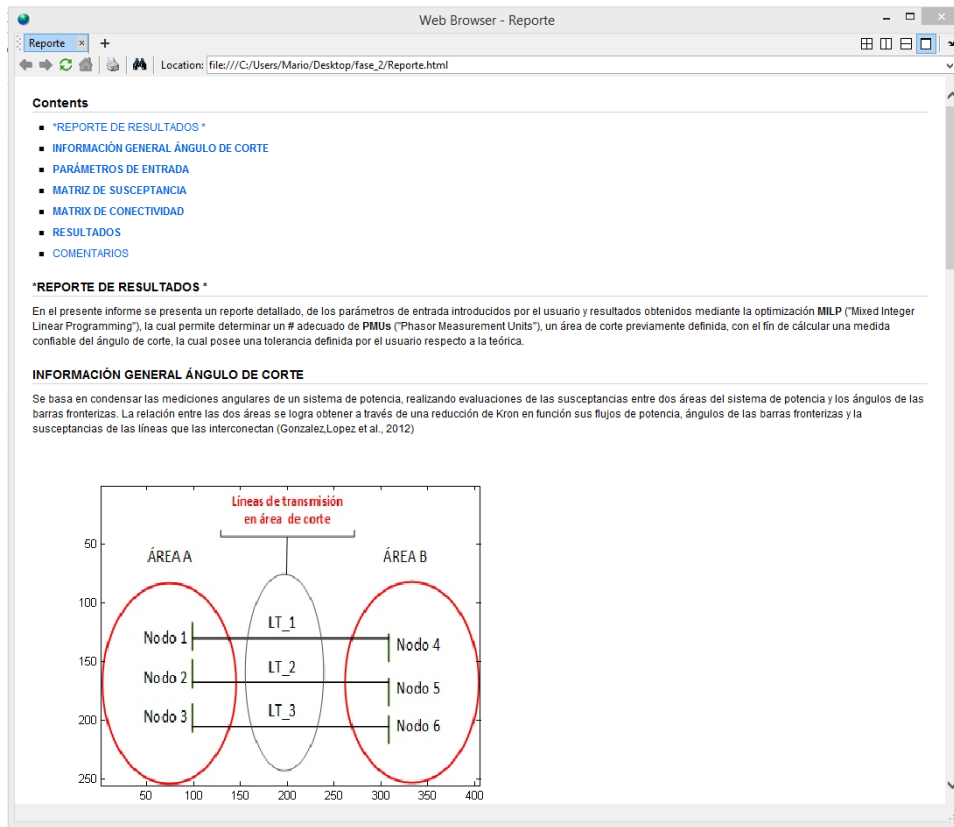
	A	B	C	D	E	F
1	0.91146274	0.86851933				
2	0.91146274	0.86851933				
3	0.91146274	0.86851933				
4	0.91146274	0.86851933				
5	0.91146274	0.86851933				
6	0.91146274	0.86851933				

Reporte de resultado

Para generar el reporte de resultados el usuario deberá seleccionar el botón de reporte. Inmediatamente, aparecerá una ventana emergente en donde el usuario podrá escoger el formato en que desea el reporte. Adicional a esto se generará un reporte de las variables más significativas influyentes en el cálculo del ángulo de corte en el archivo “reporte.xlsx”



Reporte de resultados en formato html



Archivo reporte.xlsx

Microsoft Excel interface showing a spreadsheet with columns A through K and rows 1 through 39. The formula bar displays the value 0.911462743603513. A yellow highlight covers cells C2 and C3, containing the text: "La columna A representa el ángulo de corte medido" and "La columna B representa el ángulo de corte optimizado".

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	0.91146274	0.86851933									
2	0.91146274	0.86851933	La columna A representa el ángulo de corte medido								
3	0.91146274	0.86851933	La columna B representa el ángulo de corte optimizado								
4	0.91146274	0.86851933									
5	0.91146274	0.86851933									
6	0.91146274	0.86851933									
7	0.91146274	0.86851933									
8	0.91146274	0.86851933									
9	0.91146274	0.86851933									
10	0.91146274	0.86851933									
11	0.91146274	0.86851933									
12	0.91146274	0.86851933									
13	0.91146274	0.86851933									
14	0.91146274	0.86851933									
15	0.91146274	0.86851933									
16	0.91146274	0.86851933									
17	0.91146274	0.86851933									
18	0.91146274	0.86851933									
19	0.91146274	0.86851933									
20	0.91146274	0.86851933									
21	0.91146274	0.86851933									
22	0.91868067	0.89428671									
23	0.91689959	0.89303738									
24	0.91364596	0.89058283									
25	0.90938531	0.88718383									
26	0.90412637	0.8828387									
27	0.89898184	0.87848006									
28	0.88626121	0.84374322									
29	0.88306672	0.84025187									
30	0.87849907	0.83524611									
31	0.87432684	0.83061578									
32	0.87058648	0.82639871									
33	0.86730936	0.822627									
34	0.86452015	0.81932677									
35	0.86223757	0.81651798									
36	0.86047561	0.8142156									
37	0.85923752	0.81242454									
38	0.85852567	0.81114839									
39	0.85833211	0.81038039									

Navigation tabs at the bottom: Matriz_de conectivida | Matriz_de susceptancias | PMUs-Instaladas | Matriz_de ángulos | **Angulo de corte**

SENSIBILIDADES

Para realizar nuevamente la optimización pero con un valor distinto de tolerancia, se procede así:

1. Guardar_Dat
2. Escribir nuevo valor de tolerancia y Click botón Cargar
3. Cargar Hist
4. Ejecutar

Parámetros de entrada

Panel

N_Barras = N_líneas_AC = Error =

Datos del sistema

	Nodo i	Nodo J	Suceptancia	+	+
1	1	2	6.7100		
2	3	4	6.9035	-	-
3	5	4	6.8439		
4	6	7	59.9999		

Matriz

Hoja_Ang

Ángulo en barras


	ángulo (gra)
1	-6
2	-6
3	-6
4	-6
5	-6
6	-6
7	-6
8	-6
9	-6
10	-6

Resultados

Panel

	PMUs instaladas
1	1
2	0
3	0
4	1
5	1
6	1
7	1

N_PMUs =



Realizado por:
Ing Mario Cifuentes Pardo
Director:
PhD Jorge Wilson Gonzalez

En las siguientes figuras se puede observar la adición del botón de créditos, el cual permite visualizar los créditos correspondientes al software realizado.

Resultados


Panel:

	PMUs
1	
2	
3	
4	

N_PMUs =

Ejecutar Graficar Créditos

Reporte Limpiar Salir



Realizado por:
Ing Mario Cifuentes Pardo
Director:
PhD Jorge Wilson Gonzalez

Autor Principal: Ing Mario Fernando Cifuentes Pardo
Director: PhD. Jorge Wilson González S

Integrantes grupo T&D:
PhD. Idi Amín Isaac Millan
PhD. Gabriel Jaime López Jiménez
MSc. Hugo Alberto Cardona Restrepo
MSc. Jairo Augusto Lopera Pérez

OK