Esquema de protección especial basado en datos del sistema de monitoreo de amplia área para mantener la seguridad de sistemas de potencia ante la estabilidad transitoria mediante control preventivo y de emergencia

Andrés Felipe Diaz Alzate

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2019

Esquema de protección especial basado en datos del sistema de monitoreo de amplia área para mantener la seguridad de sistemas de potencia ante la estabilidad transitoria mediante control preventivo y de emergencia

Andrés Felipe Díaz Alzate

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

John Edwin Candelo Becerra
Profesor Asociado
Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

Línea de Investigación: Estabilidad de Sistemas de Potencia

Grupo de Investigación: Grupo de Investigación en Tecnologías Aplicadas

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2019

Existe una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad

Albert Einstein

Agradecimientos

Durante este camino hubo diversos momentos en los cuales muchas veces pensé en desistir: Sin embargo, la voluntad de continuar hasta el final estuvo por encima de este sentimiento. Muchas personas me aportaron por condiciones de trabajo o por voluntad, de todos trate de extraer lo mejor y dar lo mejor de mí. Pero, siempre hay algunas personas más especiales que otras, a mamá le quiero agradecer por estimularme siempre a superarme, a seguir adelante ante cualquier circunstancia. Al compañero Albert Deluque que, aunque fue poco el tiempo, tuvo gran influencia para lo que fue el producto final de esta investigación. El mayor sentimiento de agradecimiento y el más especial es para Daniela Valencia por no dejarme solo durante este proceso, por levantarme el ánimo en los momentos críticos y por guiarme cuando me encontraba atascado. Finalmente, a la Universidad Nacional de Colombia por brindarme las herramientas y permitirme ser un mejor profesional, lo cual espero retribuirlo con la mayor ética y profesionalismo a la sociedad.

Resumen

Los estudios de estabilidad transitoria en tiempo real pueden ser realizados utilizando los ángulos de tensión de barra medidos por PMUs. Sin embargo, el cálculo de los ángulos de rotor que se realiza comúnmente por estimación puede conducir a errores, y por ello, se propone en esta investigación un método de predicción, evaluación y corrección de estabilidad transitoria basado en la energía cinética del sistema, que calcula y determina el momento preciso de la inserción de un Esquema de Protección Especial (EPE). Este EPE es construido a partir de los datos de las PMUs del sistema de medida de amplia área, conocido como WAMS (por sus siglas en ingles). En este trabajo, un microprocesador basado en una simple medida localizada en cada una de las plantas de generación es usado para obtener la velocidad angular sincronizada, calcular la energía cinética total del sistema y el momento exacto para realizar una acción de control, tal como la desconexión de generación o deslastre de carga. Los resultados muestran que el método propuesto es suficientemente rápido para evaluar la estabilidad transitoria y el EPE es efectivo para corregir de manera correcta las oscilaciones del sistema dependiendo de la zona donde se presenta una contingencia. De igual manera, se presenta una estrategia que no depende de la estructura de la red, modelos del sistema, parámetros del sistema o identificación de grupos coherentes de generadores. Para validar la efectividad del método se utilizó el sistema de prueba New England IEEE-39 barras y el IEEE-118 barras. El método presentado es adecuado para aplicaciones en tiempo real y sistemas eléctricos de potencia a gran escala.

Palabras clave: PMU, estabilidad transitoria, estabilidad angular, RACKE, ángulos Relativos, márgenes de estabilidad.

Abstract

Real-time transient stability studies can commonly be done based on voltage bus angles measured by PMUs. However, calculating the rotor angles that are commonly performed by estimation can lead to errors, and therefore, a method of prediction, evaluation and correction of transient stability based on the kinetic energy of the system is proposed in this research thesis, which calculates and determines the precise moment of the insertion of a Special Protection Scheme (SPS). This SPS is built from the phasor measurement unit (PMU) data of a wide area measurement system (WAMS). In this work, a microprocessor based on a single measurement located at each generation plant is used to obtain the synchronized angular velocity, calculate the kinetic energy of the system and the exact moment to perform a control action like generation tripping or load shedding. The results show that the proposed method is fast enough to evaluate transient stability and the SPS is effective to correctly correct the oscillations of the system depending on the area where a contingency occurs. In the same way, a strategy is presented that does not depend on the structure of the network, system models, system parameters, or the identification of coherent groups of generators. The New England power system IEEE 39-bars and IEEE 118-bars were used to validate effectiveness. The method is suitable for real-time applications and large power systems.

Keywords: PMU, transient stability, angular stability, RACKE, relative angles, stability margins

Contenido

Pág.

Resumen ..... **IX**

Lista de figuras ..... **XIII**

Lista de tablas ..... **XV**

Lista de Símbolos y abreviaturas **17**

1. CAPITULO 1 Introducción **19**
1.1 Consideraciones iniciales 19
1.2 Importancia de Predecir y Controlar la estabilidad transitoria 25
1.3 Justificación 25
1.4 Objetivos 27
1.4.1 Objetivo General 27
1.4.2 Objetivos Específicos 27
1.5 Productos obtenidos 27
1.6 Estructura de la Tesis 28

2. CAPITULO 2 Estabilidad Angular **29**
2.1 Definición de estabilidad 29
2.2 Tipos de estabilidad 30
2.3 Estabilidad de Ángulo de Rotor 31
2.4 Restricciones de máximo ángulo en sistemas de potencia 33
2.4.1 Ecuación de Oscilación 37
2.5 Sistemas Multimáquinas 41
2.6 Métodos de Control 44
2.6.1 Esquemas de control 45

3. CAPITULO 3 Herramientas para visualización del ángulo **48**
3.1 Que es una PMU? 49
3.2 Clasificación de las PMUs 55
3.3 Comunicaciones de la tecnología sincrofasorial 57
3.3.1 Fuentes de Sincronización (reloj). 60
3.4 Aplicaciones de las PMU en transitorios 61
3.4.1 Monitoreo de oscilaciones y transitorios 61
3.5 Acciones de Control de Emergencia 64
3.5.1 Jerarquía en PMUs para análisis de transitorios 65

4. CAPITULO 4 Metodología **67**
4.1 Datos de velocidad angular (ω) sincronizada. 68

4.1.1 Arquitectura propuesta de velocidad angular sincronizada. 69
4.1.2 Hardware utilizado. 70
4.1.3 Sensor Óptico 71
4.1.4 CPU ARDUINO UNO 71
4.1.5 Algoritmo de sincronización y medida de velocidad angular 73
4.1.6 Algoritmo de envío de datos con protocolo UDP 77
4.2 Detección de pérdida de sincronismo y Esquema de Protección Especial. ... 78
4.2.1 Cálculo del Centro de Inercia y Ángulos Relativos 80
4.2.2 Umbrales de ángulos relativos predefinidos (UARP) para áreas débiles. 82
4.2.3 Algoritmo de monitoreo y predicción de estabilidad transitoria. 83
4.2.4 Algoritmo fuera de línea. 84
4.2.5 Algoritmo en línea. 86
4.2.6 Control de estabilidad angular. 86
4.2.7 Esquema de protección especial (EPE) 87
4.3 Control de emergencia de estabilidad transitoria utilizando cambio de energía cinética (RACKE) 88
4.3.1 Criterio de cambio de energía cinética RACKE 89
4.3.2 Concepto de sistema masa-bola rodante como un solo cuerpo 90
4.3.3 RACKE para sistemas multimáquinas 91
4.3.4 Márgenes de estabilidad 92

5. CAPITULO 5 Resultados 93
5.1 Resultados experimentales de velocidad angular ω sincronizada. 93
5.1.1 Resultados con motor síncrono esmeril. 93
5.1.2 Resultados con generador de señales. 95
5.1.3 Resultados con generador síncrono a escala. 96
5.2 Detección de pérdida de sincronismo y construcción de EPE en sistema de prueba IEEE 39-barras. 97
5.2.1 Determinación de umbrales máximos y mínimos. 99
5.2.2 Armado del EPE en el sistema IEEE New England 39-barras. 101
5.2.3 Caso estudio 1: Línea 4-5 102
5.3 Acciones de control en tiempo preciso utilizando el método RACKE pos-transitorio. 107
5.3.1 Caso estudio 2: Línea 13-14 107
5.3.2 Caso estudio 3: Línea 26-28 112
5.3.3 Resumen casos en sistema de potencia de prueba IEEE New England 39-barras 115

6. CAPITULO 6: Discusión y Conclusiones 117

A. Anexo 1: Código en Arduino para cálculo de velocidad angular sincronizada y envió por protocolo UDP 121

B. Anexo 2: Código en entorno Processing3 para la recepción de datos por protocolo UDP desde Arduino 127

C. Anexo 3: Caso estudio en Sistema de prueba IEEE 118-barras 129

Bibliografía 137

Lista de figuras

Pág.
Figura 2-1: Clasificación de Estabilidad en Sistemas de Potencia. Figura tomada de [13]. 31
Figura 2-2: Sistema de potencia de dos máquinas síncronas. 34
Figura 2-3: Diagrama vectorial del sistema de dos máquinas síncronas. 34
Figura 2-4: Curva potencia-Angulo del sistema simple generador vs motor 36
Figura 3-1: **(a)** Muestreo de onda senoidal (b) representación fasorial. 53
Figura 3-2: Arquitectura típica de la tecnología PMU 57
Figura 3-3: PMUs sincronizados a 60/s muestreos (llegada a un PDC) 58
Figura 3-4: Tiempo mínimo en proceso de datos de PMUs 63
Figura 4-1: Arquitectura propuesta para medida de velocidad angular sincronizada. 69
Figura 4-2: Hardware para medición de velocidad angular sincronizada 70
Figura 4-3: Sensor Receptor fototransistor. 71
Figura 4-4: características DE placa ARDUINO UNO (tomada de [59]) 72
Figura 4-5: Diagrama de flujo del Algoritmo 74
Figura 4-6: Esquema grafico de pulsos para medida de velocidad angular de rotor sincronizada 76
Figura 4-7: Diagrama de flujo del algoritmo para predecir la estabilidad transitoria 84
Figura 4-8: Bola rodante en el interior de un recipiente, basada en [5]. 88
Figura 5-1: Montaje para medida de velocidad angular sobre un eje mecánico (1.Generador de luz laser, 2. Sensor fabricado, 3. Eje mecánico del esmeril, 4. CPU ARDUINO UNO) 94
Figura 5-2: Impresión de información del monitor serial del entorno de desarrollo de ARDINO para velocidad angular del motor esmeril**.** 94
Figura 5-3: Impresión de información del monitor serial del entorno de trabajo de ARDUINO de velocidad angular para $\omega = 392.699\ rad/s$. 95
Figura 5-4: Generador síncrono 5KVA, 1200 RPM. 96
Figura 5-5: **(a)** Placa de generador síncrono, (b) placa de motor de inducción del movimiento primario del generador. 96
Figura 5-6: Impresión de información del monitor serial del entorno de desarrollo de ARDUINO (lado izquierdo) y de Processing3 (lado derecho) 97
Figura 5-7: Sistema de prueba IEEE 39-barras New England. 98

Figura 5-8: Evaluación de eventos de falla en tres zonas: (**a**) zona A, (**b**) zona B, and (**c**) zona C. 100
Figura 5-9: Sistema de prueba IEEE 39-barras New England. 103
Figura 5-10: Oscilación de ángulos relativos del sistema para una falla trifásica en la línea 4-5 despeja a 0,17segundos. 104
Figura 5-11: Velocidades de las máquinas para una falla trifásica en la línea 4-5 y despejada a 0,17 segundos. 105
Figura 5-12: Oscilación de ángulos relativos del sistema para una falla trifásica en la línea 4-5 despeja a 0,19 segundos. 106
Figura 5-13: Oscilación de AR del sistema (a) falla trifásica en la línea 13-14 despeja a 0,17 segundos. (b) falla trifásica en la línea 13-14 despeja a 0,20 segundos. 107
Figura 5-14: Velocidades de rotor de generadores falla en línea 13-14, (a) caso críticamente estable (despeje 170ms) y (b) caso inestable (despeje 200ms) 109
Figura 5-15: RACKE_SIS vs. tiempo, caso críticamente estable (170ms) 110
Figura 5-16: RACKE_SIS vs. tiempo, caso inestable (200ms) 111
Figura 5-17: RACKE_SIS vs. tiempo, caso inestable (200ms) controlado 112
Figura 5-18: Velocidad angular de rotor de los generadores ante una falla en la línea 26-28 (caso crítico). 112
Figura 5-19: RACKE_SIS vs. tiempo, caso críticamente estable para la línea 26-28 (100ms) 113
Figura 5-20: Velocidad angular de rotor de los generadores ante una falla trifásica en línea 26-28 caso inestable 114
Figura 5-21: RACKE_SIS vs. tiempo, caso inestable (130ms) controlado. 115
Figura 6-1: Sistema de prueba IEEE 118-barras. 130
Figura 6-2: Oscilación del sistema 131
Figura 6-3: RACKE críticamente estable por falla en la línea 68-116 (t=100ms) 133
Figura 6-4: RACKE inestable por falla en la línea 68-116 (t_2=120ms) 134
Figura 6-5: RACKE controlado en la línea 68-116 (t_2=120ms) 135
Figura 6-6: Ángulos de barra del sistema utilizando control mediante deslastre de carga 135

Nota: si es necesario es posible incluir una lista de ilustraciones y/o fotografías, en caso que se utilicen en el desarrollo de la tesis o trabajo de investigación.

Lista de tablas

Pág.

Tabla 2-1: Cantidades mecánicas aplicadas a rotación. 38
Tabla 3-1: Comparación PMU vs. SCADA [18] 51
Tabla 3-2: Aplicación de las PMUs (tomada y traducido de [18])..... 56
Tabla 3-3: Tipos de Fuentes de sincronización [52] 61
Tabla 4-1: Cantidades mecánicas aplicadas a rotación. 72
Tabla 5-1: Matriz de EPE con señal de control en cada área de generación. 102
Tabla 5-2: Resumen de eventos sistema de prueba IEEE 39-barras 116
Tabla 6-1: Límites de AR de eventos de fallas en las 3 zonas 130

Nota: si es necesario es posible incluir una lista de cuadros, en caso que se utilicen en el desarrollo de la tesis o trabajo de investigación.

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
E	Tensión en bornes	Voltio	$\frac{J}{A\,s}$
V	Tensión	Voltio	$\frac{J}{A\,s}$
$\boldsymbol{f}$	Constante de Inercia	Hz	$\frac{radianes}{s}$
$\boldsymbol{H}$	Constante de Inercia	$\frac{J}{VA}$	$\frac{1}{2}\frac{I\omega^2}{VA_{BASE}}$
I	Corriente	Amperio	$\frac{Qe}{t}$
P	Potencia activa	Watios	S = P + jQ
Q	Potencia Reactiva	Vares	S = P + jQ
S	Potencia aparente	VA	S=$\sqrt{3}$ V I*
$\boldsymbol{M}$	Momentum angular	$\frac{kg\,m\,m_R}{s}$	$I\omega$
$\boldsymbol{W}$	Energía Cinética	$Joule$	$\frac{1}{2}M\omega$

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$\boldsymbol{\theta}$	Ángulo	radianes	$\frac{s}{r}$
$\boldsymbol{\omega}$	Velocidad angular	$\frac{radianes}{s}$	$\frac{d\theta}{dt}$
$\boldsymbol{\alpha}$	Aceleración angular	$\frac{radianes}{s^2}$	$\frac{d^2\theta}{dt}$
T	Torque	$\frac{J}{\mathrm{r}}$	rF
$\boldsymbol{I}$	Momento de Inercia	$kg\,m_R^2$	$\int r^2\ dm$
ρ	Número de pares de polos	1	Sección 4.1
η	Márgenes de estabilidad	1	Sección 4.3

Abreviaturas

Abreviatura	Término
PMU	Unidad de Medida Fasorial
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIME	Single Machine Equivalent (Sigla en inglés)
COI	Centro de inercia
AR	Ángulo relativo
D-T	Dominado en el tiempo
UARP	Umbral de ángulo relativo Predeterminado
NTP	Protocolo de tiempo de red
PTP	Protocolo de tiempo de precisión
PPS	Pulso Por Segundo
RACKE	Tasa de cambio de energía cinética (sigla en inglés)

1. CAPITULO 1 Introducción

1.1 Consideraciones iniciales

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), analizados bajo una operación conjunta, son considerados uno de los sistemas más grandes y complejos, tanto estructuralmente como matemáticamente. Debido al crecimiento y desarrollo de la población el SEP ha sido llevado a interconexiones de proporciones en un principio inimaginables, con la necesidad de grandes dimensiones de equipos y elementos para interconexión. Además, la complejidad en el comportamiento de algunos elementos y equipos tales como generadores, líneas de transmisión y cargas especiales, deben expresarse ecuaciones altamente no lineales. Esto ha llevado a la necesidad de realizar estudios más detallados de la operación dinámica del sistema para lograr predecir, operar y controlar el comportamiento de la red eléctrica y mantener la estabilidad.

Usualmente, en los sistemas de transmisión, el problema de estabilidad es referido a la transferencia de potencia de un grupo de máquinas síncronas a otras. Durante una perturbación las máquinas de un grupo oscilaran más o menos que el otro grupo, es decir, mantienen aproximadamente su posición angular entre ellas, pero, varían ampliamente con respecto al otro grupo. Los primeros análisis de este tipo fueron realizados por tablas o algebraicamente, con la restricción de que era para pequeños sistemas, posteriormente llegaron algunos analizadores de red que evitaban tales análisis [1]. Con la expansión de las redes eléctricas y la aparición de la computación digital, fueron desarrollados lenguajes de computación de gran nivel que permiten analizar los SEP en conjunto a través de simuladores digitales, los cuales son más confiables y económicos [2]. No obstante, la dinámica y evolución de las redes han obligado a un análisis y operación en tiempo real de las SEP, dando paso a la aparición de nuevas tecnologías en desarrollo e instalación como los sincrofasores.

Los actuales SEP son operados cada vez más cerca de sus límites de seguridad. Por lo cual, algunas perturbaciones podrían producir inestabilidades indeseadas y llevar a la interrupción del servicio o el colapso [3]. De igual manera, la seguridad en los SEP ha

derivado en un asunto de tener en cuenta restricciones económicas, ambientales, operativas, políticas, entre otras; lo que se convierte en un tema más complejo cada día. Todo esto ha abierto la posibilidad de desarrollar nuevas y eficientes aplicaciones para SEP más robustos y seguros, puesto que el monitoreo en tiempo real ya está aplicándose en algunas compañías de electricidad. Es por lo anterior, que en años recientes la instalación de unidades de medida fasorial (PMU) ha incrementado considerablemente, permitiendo la disponibilidad de datos que muestran comportamientos operativos dinámicos del sistema [4].

Los estudios en tiempo real deben considerar diversos horizontes de tiempo para prevenir situaciones indeseadas. Diversos estudios son llevados a cabo dependiendo su ventana de tiempo, por ejemplo, los estudios en estado estacionario consideran estimadores de estado y los estudios son llevados a cabo en tiempos comprendidos de varios segundos hasta minutos, utilizando sistemas como el SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Aunque es de resaltar que sus medidas normalmente no están sincronizadas, y por otro lado, los estudios de estabilidad angular (o transitoria) son realizados durante la primera oscilación o posterior al despeje de la perturbación [5]. En este tiempo, la ventana de estudio entre milisegundos hasta unos pocos segundos; sin embargo, es sabido que, aunque el sistema sea estable durante la primera oscilación, puede ser inestable en oscilaciones subsecuentes debido a perturbaciones severas tales como falla doble en una línea de dos circuitos [6],, por lo cual su ventana de tiempo es demasiado pequeña y exige la necesidad de sistemas de supervisión y control más rápidos tales como las PMUs.

La estabilidad transitoria en SEP en tiempo real es actualmente abordada mediante dos técnicas de control: preventivo y emergencia. En el control preventivo las condiciones del sistema son completamente conocidas y normales, y su objetivo es preparar el sistema para hacer frente a eventos futuros; se puede analizar un caso inestable mediante un programa de simulación en el tiempo, ante fallas eléctricas. En el control de emergencia el objetivo es tomar acciones lo suficientemente rápido después de fallas eléctricas para evitar la pérdida de sincronismo; asimismo, se continua el monitoreo del sistema para evaluar si las acciones de control son suficientes o deben ser reforzadas en búsqueda de la minimización de los efectos que pueden causar. Si la información es proporcionada por

programas de simulación en el dominio del tiempo (D-T) se utiliza el control preventivo y si son medidas en tiempo real se utiliza el control de emergencia [7].

Los métodos utilizados para mejorar los efectos de la estabilidad transitoria buscan mantener la seguridad, confiabilidad e integridad del SEP. El objetivo es reducir la influencia de la perturbación minimizando la severidad de la falla y la duración [8], incrementar los pares de sincronización y de amortiguación[9], y reducir el torque acelerante a través del control del movimiento primario de la máquina o por medio de cargas artificiales. Para alcanzar estos objetivos las acciones más comunes son: despeje de la falla rápidamente, compensación regulada en paralelo (condensadores síncronos, compensadores estáticos) [10], reactores conmutables, bancos de capacitores y circuitos interruptores de operación de polos independiente [11], válvulas rápidas en turbinas térmicas y frenando dinámico [12], desconexión de generación [13], deslastre de carga, sistemas de excitación muy rápidos [14], control de excitación discontinuo, enlaces HVDC controlados [15], y como última medida separación del sistema de manera controlada [5].

Los comportamientos y dinámicas asociadas a la inestabilidad no son detectados fácilmente, puesto que algunos fenómenos como la estabilidad transitoria son demasiado rápidos. En algunos sistemas de medidas como el SCADA las medidas están desviadas y no sincronizadas debido a su asimetría en el tiempo; además, la ventana de tiempo del SCADA es muy amplia con respecto al tiempo que toma un transitorio [16].Teniendo en cuenta que los SEP son amplios y geográficamente separados, la adquisición de datos del sistema necesita compartir una fuente de tiempo común. Esas anomalías pueden ser removidas con el uso de medidas sincronizadas [17]. De manera que los dispositivos de medida y adquisición de datos necesitan estar sincronizados con una referencia de tiempo común para integrar diversos datos y asegurar la descentralización, análisis paralelo y acciones de control que sean coordinadas e implementadas efectivamente. En SEP tales como los de Estados unidos, India, China, Islandia, Sudáfrica, y europeos, se ha implementado medidas sincronizadas en el tiempo con dispositivos PMUs para monitorear la red y conocimiento situacional, con el fin de coordinar la operación e integrar una variedad de evaluaciones y protecciones del sistema a través de sistemas WAMS (sistemas de monitoreo de área amplia) [18]

Durante la adquisición de datos, estos son marcados en el tiempo y referenciados por el sistema de posicionamiento global (GPS) que elimina desviaciones de distribución geográfica y separación de los SEP. Es decir, el GPS asegura que todas las medidas de ángulo de fase estén sincronizadas en el tiempo. Por esta razón, la llegada de los equipos PMU junto con los avances computacionales y de comunicación, facilitan la oportunidad de realizar monitoreo en línea y en tiempo real de la dinámica y comportamientos del SEP y tomar acciones de control [19]. Esta información es usada para entender cómo se relaciona y cambian las condiciones de la operación e identificar y entender eventos específicos (descargas atmosféricas, salida de generadores, división del SEP en islas, etc.).

La falta de visibilidad, la falta de sincronización en los datos y la incapacidad de monitorear la dinámica del sistema en tiempo real ha llevado a los mayores colapsos en algunos de los SEP más grandes del mundo como el de Estados unidos ocurrido en agosto 14 de 2003 [20] y el ocurrido en Europa en el 2003 [21]. Este tipo de eventos ha motivado diversas investigaciones sobre conocer con precisión las condiciones y la dinámica tanto fuera de línea como en línea y en tiempo real el sistema entero. Varias investigaciones han sido llevadas a cabo con respecto al tema. Por ejemplo, una combinación de métodos de control de estabilidad transitoria es presentado en [22], en el cual se propone el clásico disparo de plantas de generación y deslastre de carga. Este es comparado con la combinación de un PSS (estabilizador de sistemas de potencia) y TSEC (Control de Excitación de estabilidad transitoria) para hacer frente a la estabilidad transitoria y alterar el ángulo de rotor mediante la modificación de la tensión de excitación y determinar cuál es más eficiente y menos costoso. Otro trabajo sobre sistemas de excitación fue realizado en [14], este mostró como mediante la modificación del sistema de excitación podría ser mejorada la estabilidad transitoria de las máquinas y fue probado en un sistema eléctrico a escala.

También se han propuesto trabajos de predicción de estabilidad transitoria rápida. En este caso usando reconocimiento de patrones. En [23] el método almacena una gran base de datos de las trayectorias de ángulo de rotor mediante simulaciones de diversas fallas en el SEP; así, la trayectoria de ángulo de rotor es precedida en tiempo real comparando con la más similar en términos de distancia euclidiana. El uso de tablas actualizadas de áreas

vulnerables fue propuesto en [24] mediante un método hibrido. El método está basado en simulaciones dinámicas fuera de línea para identificar los generadores que se deben desconectar una vez la pérdida de sincronismo es precedida mediante medidas en línea, las tablas deben ser actualizadas cada 20 minutos debido al posible cambio topológico de la red o redespacho, lo cual se convierte en un problema considerando los continuos cambios en la red. Una investigación similar fue mostrada en [25], la cual utiliza funciones de energía transitoria combinando una base de datos fuera de línea y datos obtenido en línea desde las PMUs.

Un método de árbol de decisiones mediante el uso de cinco variables es utilizado en [26] para predecir la pérdida de sincronismo de una máquina en un SEP y utilizando la combinación de las variables observar la efectividad de la predicción, estas variables son obtenidas de simulaciones. También, se han propuesto trabajos fuera de línea mediante el uso de enlaces HVDC para mejorar la estabilidad transitoria. En el caso de [15], la investigación analizo diversas maneras de control, tanto en modo de control local como global con diversas enlaces HVDC, en este caso llamados multiterminales DC (MTDC), además, tuvieron en cuenta el impacto de los retardos de comunicaciones.

Uno de los estudios clásicos y típicos en la literatura de estabilidad transitoria es el agrupamiento de máquinas coherentes. Por ejemplo, en [27], el método de análisis del comportamiento de SEP se realiza por medio de la separación de dos grupos de máquinas, un grupo de generadores críticos y otro de no críticos; con el grupo de máquinas críticas se analiza el sistema y se evalúa la estabilidad, por medio de la conversión de una máquina equivalente y una barra infinita, posteriormente es utilizado el criterio de las áreas iguales; trabajos similares fueron llevados a cabo en [28][16],[17],[31], en las cuales, los autores separan las máquinas síncronas en dos grupos, posteriormente calculan el ángulo de ambos grupos de generadores por medio del centro angular[1] y de nuevo es usado el criterio de áreas iguales mediante equivalentes.

[1] El centro angular es el mismo centro de inercia, el cual es tratado en este documento

Otros autores han comenzado a proponer el uso de las PMUs para aplicaciones de estabilidad transitoria. Un trabajo presentado en [3], utiliza un modelo de máquina equivalente (SIME) propuesto para la predicción de estabilidad transitoria, con la diferencia de que son considerados datos de las PMUs; seguido a la perturbación son separadas las máquinas críticas y no críticas. La estabilidad transitoria es inferida del SIME a través del criterio de áreas iguales proporcionando información esencial, márgenes de estabilidad y máquinas críticas, de manera análoga fue realizado un trabajo a aplicar en el SEP de Taiwán [13]. Un método que utiliza datos de las PMUs es usado en [16] para predecir la pérdida de sincronismo a través de la función de energía y el método directo de Lyapunov, la inestabilidad es detectada rápidamente comparada con el tradicional relé de impedancia, sin embargo, el método no es aplicado a sistemas multimáquinas. Otro trabajo presentado en [32], utiliza el agrupamiento de máquinas que oscilan de manera coherente, para predecir la estabilidad transitoria con un algoritmo Prony mejorado. Los resultados muestran que la predicción es más simple que a través del relé de impedancia; sin embargo, es de resaltar que se debe tener mucho cuidado al seleccionar los exponentes para el algoritmo, pues estos pueden llevar a resultados inestables y poco exactos. La combinación de control preventivo y control correctivo es presentado en [33] combinando la reprogramación de generación preventivamente y desconexión de generación junto con deslastre de carga para control correctivo durante eventos que no son estables. La predicción de la estabilidad transitoria mediante formas de curvas cóncavas o convexas es determinada en [34], además, proponen un método de control correctivo con cantidades precisas de potencia a desconectar de una máquina. Sin embargo, la validación del método solo fue basada en simulaciones computacionales.

Esta investigación se enfoca en el monitoreo de la estabilidad angular durante eventos transitorios para prevenir la pérdida de sincronismo, mediante datos medidos con las PMUs. A través de una metodología fuera de línea serán determinados los límites de operación para eventos que no son estables, los cuales podrían conducir al sistema colapso parcial o total en caso de no ser controlado y de esta manera diseñar una estrategia coordinada de acciones (Esquema protección Especial); con el uso de ángulo de barra de las medidas de las PMUs obtenidas en tiempo real, compararlas con los límites definidos y determinar las máquinas que pueden perder sincronismo y arrastrar a otras máquinas a esta condición. Finalmente, con el uso de medidas de velocidad angular y un

índice de energía cinética establecer el tiempo preciso para establecer la cantidad de potencia de generación que debe ser desconectada o potencia eléctrica que debe ser deslastrada para mantener y garantizar el sincronismo de las máquinas y la seguridad del sistema.

1.2 Importancia de Predecir y Controlar la estabilidad transitoria

Los enfoques tradicionales en el control de estabilidad transitoria han sido llevados a cabo fuera de línea debido a que no se poseían dispositivos que pudieran obtener tales medidas en tiempo real y sincronizadas; en tales estudios se identifican contingencia problemáticas y probables, las cuales son analizadas y determinan la configuración del control requerido para mejorar el comportamiento del sistema. No obstante, una característica típica de un escenario de colapso del sistema es una condición anormal que no fue tenida en cuenta por los planeadores y diseñadores del sistema. Es por lo anterior, que nuevos algoritmos y métodos de análisis deben ser desarrollados, los cuales sean capaces de identificar una inestabilidad transitoria u oscilación de potencia con un alto grado de confianza antes de ejecutar acciones de control. Esto requiere de un buen algoritmo de predicción y una rápida determinación de las acciones de control, para prevenir la oscilación del sistema que puede llevar a una separación descontrolada de la red y desconexión de generadores por pérdida de sincronismo y en el peor de los casos, el colapso parcial o total del SEP.

1.3 Justificación

Una solución simple a los problemas que trae la estabilidad transitoria, como la salida de unidades de generación o la desconexión de usuarios durante la actuación de los sistemas de protección, es robustecer el sistema mediante la construcción de nuevas líneas de transmisión. Sin embargo, las restricciones de tiempo, ambientales, políticas, económicas y la poca aceptación social de esta construcción no permiten su realización. Además, la infraestructura eléctrica existente apunta hacia el uso del máximo margen operación permitido en la planificación y operación, estando ya algunos de los SEP en su punto

máximo. Entonces, si algunas líneas de transmisión críticas en la red de alta tensión son disparadas, podría dar como resultado un colapso parcial o a gran escala y causar daños irreparables al sistema en general. Por lo tanto, es necesario el estudio de estabilidad transitoria en este problema para poder asegurar una operación estable ante grandes perturbaciones tales como fallas de cortocircuito trifásicas, salida repentina de líneas de transmisión, desconexión de grandes plantas de generación, deslastre de carga, impactos de rayos sobre el sistema de transmisión, salida de una subestación, entre otras.

Es ampliamente aceptado en la literatura que la seguridad de los SEP se evalúa bajo contingencias que sean probables, porque el análisis completo requiere de la evaluación de número muy grande de eventos. Sin embargo, en condiciones frágiles del sistema, cualquier perturbación remota puede poner en riesgo la operación y llevarlo al colapso parcial o remoto, a menos que se inicien acciones de control preventivo o correctivo. Por eso, un esquema de protección refinado y en tiempo real debe ser utilizado, empleando sobre todo señales medidas en diferentes puntos de la red eléctrica.

Tomar acciones para lograr una condición de operación más segura y confiable del SEP se ha convertido en una tarea crítica; aunque ahora es posible monitorear en tiempo real la estabilidad del sistema. Esquemas de protección especial (EPE) o correctivos son diseñados para detectar condiciones anormales e iniciar acciones de control pre-planeadas o correctivas (desconexión de generación, deslastre de carga, separación del sistema en islas) para mitigar las consecuencias de tales condiciones y mantener un funcionamiento adecuado del sistema. Sin embargo, para tomar este tipo de decisiones es necesario conocer el estado en tiempo real del SEP. Afortunadamente, las recientes ventajas de las PMUs y dispositivos inteligentes, junto con el uso de la constelación de satélites para sincronización, han hecho posible saber el estado verdadero del sistema en forma instantánea. Además, el sistema es actualizado en cuestión de milisegundos lo que hace posible el rastreo y predicción de la dinámica en tiempo real del sistema y mucho más significativo la toma de decisiones del EPE.

Además, el monitoreo del ángulo ahora es posible con estos dispositivos, algo que era netamente teórico-conceptual, dando la posibilidad de analizar, predecir y corregir la estabilidad angular del sistema mediante esta variable de manera en línea y en tiempo

real, abriendo un abanico de más posibilidades para el control del sistema. Sin embargo, el tema crucial es determinar el método correcto y la decisión efectiva para garantizar la estabilidad del sistema.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Proponer y validar un Esquema de Protección Especial que permita controlar la estabilidad angular en sistemas de potencia multimáquinas, basado en datos del Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS).

1.4.2 Objetivos Específicos

- Identificar áreas débiles y establecer márgenes de seguridad de un SEP frente a grandes perturbaciones.
- Medir e integrar la velocidad angular de rotor sincronizada al sistema de monitoreo de área amplia.
- Diseñar y validar la efectividad de un Esquema de Protección Especial en un sistema de potencia simulado que garantice la estabilidad de este ante grandes perturbaciones.

1.5 Productos obtenidos

En esta investigación se encontró como puede ser prevenida y corregida la estabilidad transitoria para evitar un colapso parcial o total de la red utilizando solo una medida en tiempo real de los generadores como lo es la velocidad angular sincronizada y el uso de un esquema de protección especial, el cual es construido con una base de datos de las PMUs instaladas en las subestaciones acopladas a las plantas de generación. Los productos derivados de la investigación son los siguientes:

1. Diaz-Alzate, A. F. and Candelo-Becerra, John E. and Villa Sierra, Juan F., Transient Stability Prediction for Real-Time Operation by Monitoring the Relative Angle with Predefined Thresholds, Energies, VOLUME 12, 2019, 5

https://www.mdpi.com/1996-1073/12/5/838, ISSN 1996-1073, DOI = {10.3390/en12050838}

2. Diaz-Alzate, A. F. and Deluque-Pinto.A and Candelo-Becerra., Transient stability control based on changes in kinetic energy measured by synchronized angular velocity, Electric Power Systems Research, en revision.
3. Deluque-Pinto.A and Diaz-Alzate, A. F-MEDICIÓN DE LA FRECUENCIA ELÉCTRICA SINCRONIZADA EN SISTEMAS CON PENETRACIÓN DE ENERGIAS RENOVABLES UTILIZANDO ARDUINO Y GPS, "**Cumbre colombo-francesa de investigación, innovación y educación superior – COLIFRI 2019, Medellín 2019". Poster**
4. Algoritmos y programas utilizados son presentados en la sección 4.1, ANEXO 1 y ANEXO 2, los cuales pueden ser utilizados libremente.

1.6 Estructura de la Tesis

En este trabajo, una estrategia de control de potencia activa mediante variables de velocidad angular y ángulo de barra (terminales del generador) son estudiadas para mantener una operación estable de un SEP ante la estabilidad transitoria. El documento está organizado de la siguiente manera: en la sección 2 se describe el modelo matemático fundamental de la estabilidad angular. En la sección 3 se expone que es y cómo funciona la tecnología de las PMUs. Una explicación detallada de cómo obtener la medida de velocidad angular, armado del EPE y el método de cambio de energía cinética RACKE utilizado es mostrado en la sección 4. Finalmente, se presentan los resultados y las conclusiones en la sección 5 y 6 respectivamente.

2. CAPITULO 2 Estabilidad Angular

2.1 Definición de estabilidad

Una definición breve de estabilidad para los SEP, es la siguiente: para una condición inicial de operación dada, mantener en un estado de operación equilibrado después de estar sujeto a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema limitadas para que prácticamente todo el sistema permanezca intacto [36]

La inestabilidad en los SEP puede darse por diversas formas, dependiendo de la configuración y el modo de operación de este puesto que es operado en un entorno constantemente cambiante. Debido a que las redes eléctricas dependen fundamentalmente del sincronismo en las máquinas de generación, el principal problema se convierte en mantener el sincronismo en los generadores o el conocido termino coloquial “in step”. Es de resaltar que la principal influencia sobre la estabilidad es la dinámica del ángulo de rotor de los generadores y la relación ángulo-potencia.

Frecuentemente, el sistema está sujeto a una amplia gama de pequeñas y grandes perturbaciones. Las pequeñas perturbaciones son los cambios de carga que se dan continuamente en el sistema y se autoajusta a estas condiciones cambiantes; mientras las grandes perturbaciones son de naturaleza severa, tales como fallas, salidas de grandes

cantidades de generación, impactos de rayos sobre el sistema de transmisión, salidas de líneas de transmisión, lo cual lleva a cambios topológicos, incluso la división en varias área debido al aislamiento de fallas en elementos, entre otras [5]. Se debe resaltar que los SEP no son diseñados para ser estables ante todos los posibles eventos, puesto que es impráctico e inviable económicamente. Por lo tanto, los estudios que se tienen en cuenta deben ser seleccionados cuidadosamente, puesto que un cambio en la cargabilidad, programación de generación, cambios topológicos o circuitos de protección, pueden llevar a resultados completamente diferentes. Entonces, el analista debe concluir bajo unas condiciones dadas si la estabilidad se mantendrá o no, debido a que esta depende altamente de la magnitud y localización de la perturbación, y en menor medida al estado inicial y operativo del SEP.

Ahora, la respuesta dinámica de los SEP a una perturbación puede afectar gran parte de elementos y puede desencadenar la actuación de las protecciones del sistema debilitándolo de tal manera que lo pueda llevar a la inestabilidad o dividirlo en islas para preservar la mayor cantidad de generación y carga posible. Por otra parte, si el sistema se convierte en inestable, resultara en una situación de grandes oscilaciones, progresivos incrementos y decrementos de ángulo de rotor y tensiones de barra, separación angular e incremento en las velocidades angulares de las máquinas; aunque un incremento en las velocidades de las máquinas no necesariamente significa que se perderá el sincronismo [37]. Estas condiciones conducirán a una salida en cascada, apagones de grandes porciones del sistema o definitivamente un colapso parcial o total.

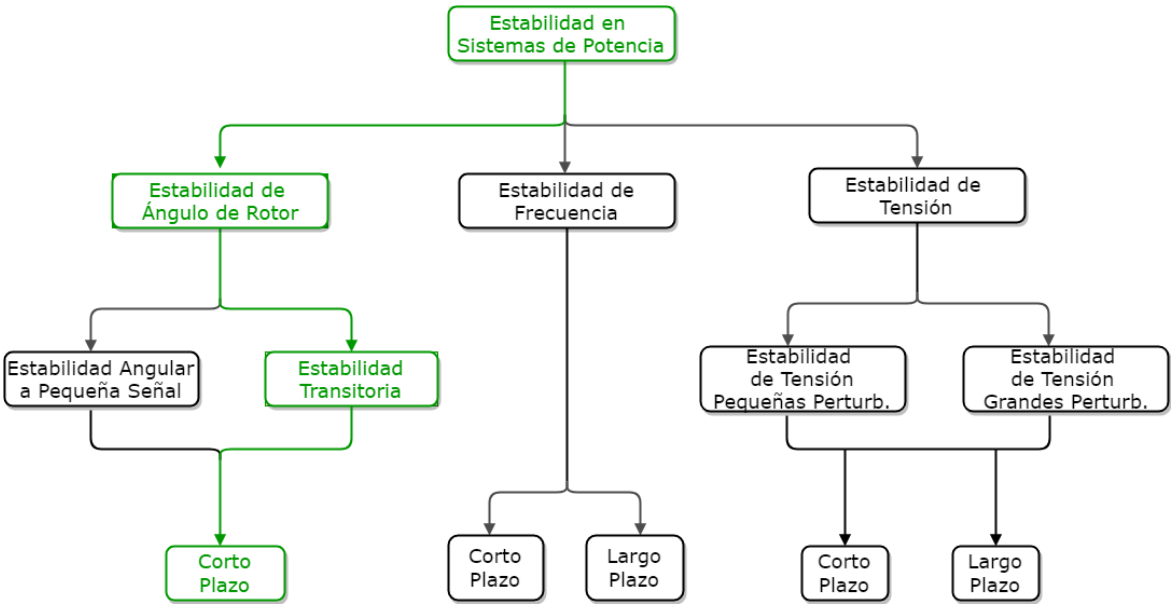
2.2 Tipos de estabilidad

Es sabido que los actuales SEP están sujetos a una gran cantidad de multivariables, las cuales son respuesta de múltiples dispositivos conectados a la red. La estabilidad se trata de un equilibrio de fuerzas opuestas, que dependen de diversas circunstancias como topología, forma de perturbación, condiciones de operación, etc., lo que puede llevar a diferentes formas de inestabilidades que puede sufrir un SEP y deben ser entendidas apropiadamente para darles el tratamiento adecuado. En [5] se tienen diversas consideraciones para clasificar la estabilidad, como:

- Naturaleza física del modo de inestabilidad resultante como lo indican las principales variables del sistema.
- Tamaño de la perturbación considerada, el cual influencia el método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Ventana de tiempo a considerar para evaluar la estabilidad

La Figura 2-1 muestra un resumen de los tipos de estabilidad que se pueden presentar en un SEP. Sin embargo, esta investigación trata del análisis de estabilidad transitoria (línea verde de la Figura 2.1), lo cual, tratará un conjunto de ecuaciones no lineales y algebraicas para la interpretación del fenómeno.

Figura 2-1: Clasificación de Estabilidad en Sistemas de Potencia. Figura tomada de [13].



2.3 Estabilidad de Ángulo de Rotor

Según el Comité de trabajo de Ingeniería de Sistemas de Potencia y la sociedad de Sistemas de Potencia de la IEEE han sugerido la siguiente definición “una perturbación es

un cambio repentino en las condiciones o parámetros de operación de un SEP". Estas perturbaciones pueden ser clasificados como grandes o pequeños, los que lleva a identificar dos tipos de estabilidad de ángulo de rotor como la transitoria y estacionaria. La estabilidad trata de conocer si el SEP regresa a una operación en equilibrio bajo condiciones aceptables después de una perturbación [38]. En esta investigación solo se investigará la estabilidad transitoria ocasionada por grandes perturbaciones como fallas francas, pérdida de grandes cantidades de potencia generada, salidas de cargas importantes, cambios topológicos que generan grandes cambios en flujos de potencia, fallas de diversos tipos etc.

Así, la estabilidad de ángulo de rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas en el sistema interconectado de mantener sincronismo después de haber estado sujeta a una perturbación [39]. Esta capacidad está ligada al equilibrio entre los pares que se ejercen sobre el eje del rotor de las máquinas síncronas. De otra manera, la inestabilidad que puede ocurrir se da en forma de incremento de la oscilación angular que conducen a la pérdida de sincronismo con otros generadores. En condiciones de estado estacionario, el equilibrio de torques mantiene la velocidad de las máquinas constante, cuando este equilibrio es alterado, el rotor de las máquinas acelera o desacelerara la velocidad de acuerdo con la dinámica de rotación de cuerpos y la inestabilidad puede ocurrir debido a que el sistema no puede absorber la correspondiente energía cinética de aquellas diferencias de velocidades. Así, para un evento en el sistema, la estabilidad depende sí o no la posición de la desviación angular del rotor permite la restauración del equilibrio de torque. Asimismo, debe ser resaltada, la relación altamente no línea de las variables Potencia-Ángulo, en la cual una separación angular más allá de cierto límite, se reduce la transferencia de potencia [36].

Por lo tanto, la estabilidad transitoria se refiere a la capacidad del SEP de mantener sincronismo cuando está sujeto a una perturbación severa tal como un cortocircuito en una línea de transmisión, una subestación o la pérdida de una gran planta de generación [37]. La respuesta del sistema resultante involucra grandes excursiones del ángulo de rotor del generador y es influenciado por la relación no lineal de la curva representada por potencia versus ángulo. Usualmente la inestabilidad se presenta en forma aperiódica a causa de falta de Torque sincronizante y se da en la *primera oscilación,* aunque ésta puede mostrar

una operación estable y en subsecuentes oscilaciones llevar a la pérdida de sincronismo causada por efectos no lineales [6]. La ventana de tiempo en la que ocurre este tipo de inestabilidad se da entre 2 y 8 segundos; sin embargo, para SEP muy extensos la ventana de tiempo puede llegar a ser hasta de 10 segundos debido a la oscilación entre áreas.

El objetivo de los estudios de estabilidad transitoria es proporcionar información de la robustez del sistema para mantener el equilibrio ante eventos resultantes como pérdida de unidades de generación, salida de líneas de transmisión, cambios repentinos y permanentes de carga, y fallas. En un análisis de estabilidad transitoria se observan alteraciones drásticas en magnitudes y ángulos de tensiones, velocidades y torques de las máquinas, flujos de potencia, frecuencia, etc., durante el periodo de contingencia y pos-contingencia. La evolución y el desempeño del sistema observados en estos análisis son factores fundamentales para la operación, planeación y expansión del SEP. Es de resaltar que los estudios de estabilidad transitoria se realizan con un número finito de eventos, los cuales deben ser seleccionados previamente; asimismo, la capacidad del sistema de resistir a una perturbación depende de sus condiciones de operación precisa al momento de la ocurrencia. Es por lo anterior que el estudio de estabilidad transitorio es muy específico y el ingeniero analista debe determinar, dadas unas condiciones específicas del sistema y un impacto, si las máquinas síncronas mantendrán o no el sincronismo. Así, la estabilidad depende fuertemente de la magnitud y localización del impacto y en menor medida del estado inicial o condiciones de operación del sistema [37].

2.4 Restricciones de máximo ángulo en sistemas de potencia

La estabilidad en sistemas de potencia es la condición en que las máquinas eléctricas mantienen el sincronismo. Por lo tanto, la inestabilidad es la condición que involucra la pérdida de sincronismo o como es encontrada en la literatura “out-of-step”. Una característica ligada a los SEP es la fuerte relación entre el intercambio de potencia y la posición angular del rotor de las máquinas síncronas, relación altamente no lineal.

Considerando el sistema de potencia más simple, compuesto por un generador y un motor, enlazados a través de una reactancia inductiva X_L que podría representar una línea de transmisión Fig.2-3, despreciando resistencias y capacitancias, puede ser explicada dicha relación Potencia-Ángulo. La representación clásica del generador es mediante una fuente de tensión constante E_G detrás de una reactancia X_G; asimismo, la carga o motor por la tensión E_M y una reactancia X_M. La combinación de las reactancias en una sola da como resultado dos fuentes de tensión constante conectadas a través de una reactancia $X = X_G + X_L + X_M$ y la transferencia de potencia entre el generador y el motor depende de una separación angular δ entre las dos fuentes de tensión.

Figura 2-2: Sistema de potencia de dos máquinas síncronas.

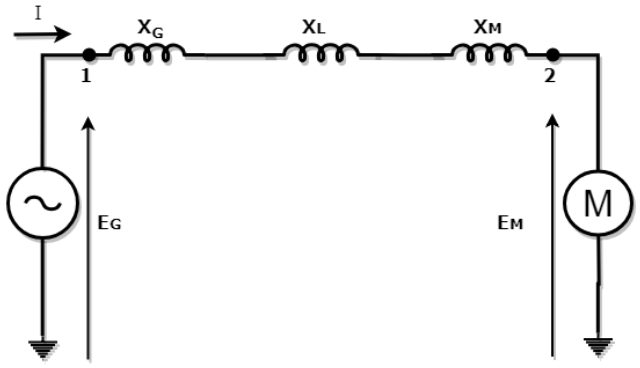
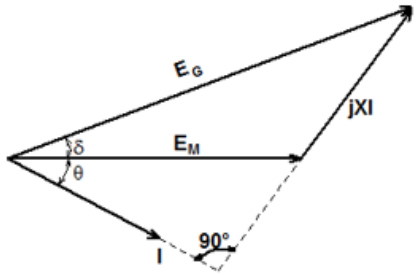


Figura 2-3: Diagrama vectorial del sistema de dos máquinas síncronas.



De acuerdo con el diagrama de la Figura 2-3 Vectorialmente:

$$\boldsymbol{E_G} = \boldsymbol{E_M} + j\boldsymbol{XI} \tag{1}$$

La corriente entonces es:

$$\boldsymbol{I} = \frac{\boldsymbol{E_G} - \boldsymbol{E_M}}{j\boldsymbol{X}} \tag{2}$$

La potencia de salida del generador, despreciando las resistencias, es dado por:

$$P = Re(\overline{\boldsymbol{E}}_{\boldsymbol{G}}\boldsymbol{I}) \tag{3}$$

Donde Re hace referencia a la parte real y $\overline{E_G}$ es la parte conjugada de E_G

Sustituyendo (2) en (3)

$$P = Re\left(\overline{\boldsymbol{E}}_{\boldsymbol{G}}\ \frac{\boldsymbol{E_G} - \boldsymbol{E_M}}{j\boldsymbol{X}}\right) \tag{4}$$

Teniendo en cuenta:

$$\boldsymbol{E_M} = E_M\angle 0 \tag{5}$$

$$\boldsymbol{E_G} = E_G\angle\delta \tag{6}$$

$$\overline{\boldsymbol{E}}_{\boldsymbol{G}} = E_G\angle -\delta \tag{7}$$

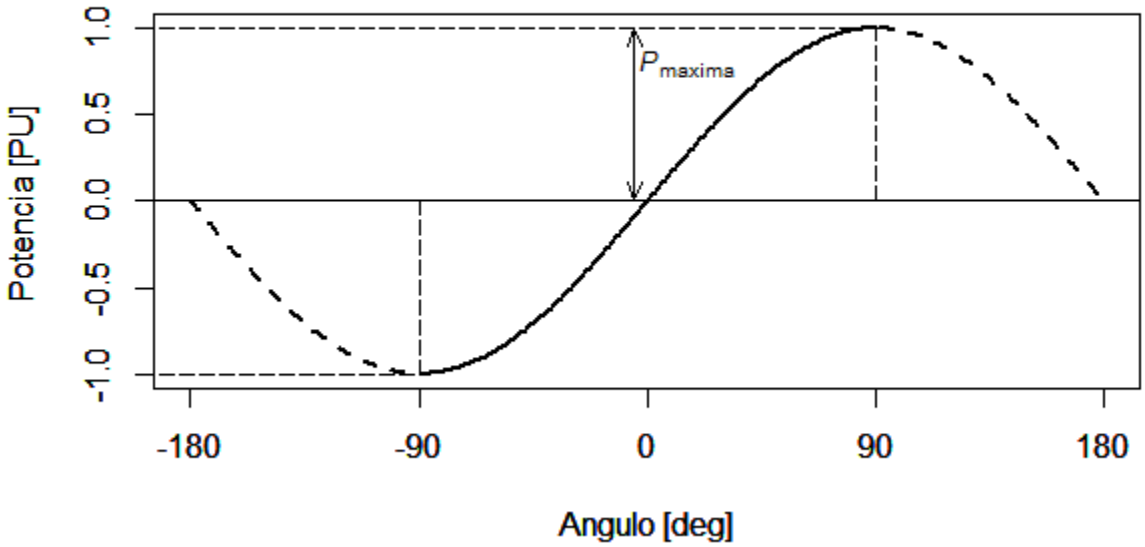
Sustituyendo las ecuaciones (5), (6) y (7) en (4) y algunos artificios matemáticos, se obtiene:

$$P = \frac{E_G E_M}{X}\sin\delta \tag{8}$$

Como se muestra en la ecuación (8), la transferencia de potencia varía con el seno del desplazamiento del ángulo δ. La curva descrita por esta función es conocida como la relación Potencia-Ángulo como se muestra en la Fig.2-4. La máxima transferencia de potencia se da en el momento en que el ángulo es igual a 90°. La transferencia puede ser incrementada con el aumento de las tensiones internas o la reducción del circuito de reactancias.

El sistema es estable solo en el desplazamiento angular δ entre -90° y 90° en la cual la pendiente $dP/d\delta$ es positiva (línea completa de la F
Figura **2-4**), es decir, en la cual un incremento en el desplazamiento angular se traduce en un incremento en la transferencia de potencia. En otras palabras, un incremento de potencia más allá de los límites llevara a un decremento de potencia debido a la función senoidal (línea punteada) y una posible pérdida de la estabilidad. En [1] se explica más detalladamente lo anteriormente visto.

Figura 2-4: Curva potencia-Ángulo del sistema simple generador vs motor



Si P_{maxima} representa el límite de estabilidad en estado estacionario, un intento de transmitir potencia mas alla del límite hará que se pierda el sincronismo fácilmente. Un evento que lleve a una apertura angular o una excursion del ángulo, puede llevar a la pérdidad de estabilidad, lo cual se conoce como la *estabilidad transitoria.* Sus límites dependen de la naturaleza y magnitud de la perturbación. La perturbación puede ser un cambio repentino de carga, generación o incremento/decremento en la reactancia del circuito; aunque se pueden presentar perturbaciones mas severas como los cortocircuitos.

2.4.1 Ecuación de Oscilación

Debido a que las máquinas síncronas son cuerpos en rotación, las leyes mecánicas aplicadas a los cuerpos en rotación son aplicadas a estas. Las leyes de los cuerpos en rotación son similares a los cuerpos en translación, para ver la relación ver [1]

El ángulo es definido con referencia a un arco circular con su centro al vértice del ángulo, como una porción del arco s al radio r, así:

$$\theta = \frac{s}{r} \tag{9}$$

Las unidades del ángulo es el radian. La dimensión del ángulo desde la definición son longitud divido por longitud. Sin embargo, las longitudes son perpendiculares la una de la otra y tienen diferentes dimensiones. Estas longitudes son representadas con el símbolo $\boldsymbol{l}$ para longitud tangencial y $\boldsymbol{l_R}$[2] para longitud radial. La velocidad y aceleración angular siguen la analogía a la definición correspondiente de la velocidad y aceleración lineal. La velocidad angular es:

.

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \tag{10}$$

La aceleración es:

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\theta}{dt} \tag{11}$$

La *potencia* en un movimiento rotacional es igual a:

$$P = \mathrm{T}\frac{d\theta}{dt} = \mathrm{T}\omega \tag{12}$$

Y el momentum angular puede ser definido como[3]:

---

[2] Las dimensiones con el subíndice R hacen referencia a unidades radiales

[3] Para un mejor entendimiento del lector, se recomienda ver la analogía de las ecuaciones de translación y de rotación que hace E. Kimbark en “Power system stability”

$$M = I\omega \tag{13}$$

Donde I es el momento de inercia de la máquina.

A partir de algunas sustituciones y simplificaciones matemáticas, se obtiene:

$$M = \int T\, dt = \frac{P}{\alpha} \tag{14}$$

Las unidades de momentum angular son variadas en el sistema M.K.S, las unidades mejor adaptadas y por brevedad son joule-segundo por radian. Asimismo, la energía cinética para un cuerpo en rotación se escribe como en (15):

$$W = \frac{1}{2} I\omega^2 = \frac{1}{2} M\omega \tag{15}$$

La tabla 2-1 resume las cantidades de aplicaciones mecánicas a rotacionales, con sus símbolos, definición, unidades y dimensiones.

Tabla 2-1: Cantidades mecánicas aplicadas a rotación.

Cantidad	Símbolo	Definición	Unidades y abreviación	Dimensiones
Ángulo	θ	$\theta = \frac{s}{r}$	Radianes (rad)	$\frac{m}{m_R}$
Velocidad angular	ω	$\omega = \frac{d\theta}{dt}$	Radianes por segundo (rad por seg.)	$\frac{m}{m_R\, s}$
Aceleración Angular	α	$\alpha = \frac{d^2\theta}{dt}$	Radianes por segundo por segundo	$\frac{kg\, m\, m_R}{s^2}$
Torque	T	$\mathrm{T} = rF$	Joule por radian o Newton-metro	$\frac{m}{m_R\, s^2}$
Momento de Inercia	I	$I = \int r^2\, dm$	Kilogragro-metro^2	$kg\, m_R^2$
Momentum Angular	M	$M = I\omega$	Joule-segundo por radian	$\frac{kg\, m\, m_R}{s}$

Ecuación de Oscilación: como se mostró en la sección anterior, fueron mostradas brevemente las ecuaciones de rotación aplicadas al movimiento de una máquina síncrona. En (16) el torque es igual al producto de la aceleración angular y el momento de inercia.

$$T = I\alpha = I\frac{d^2\theta}{dt^2} \tag{16}$$

Donde T es la sumatoria de torques que actúan sobre la máquina, incluyendo el torque en el eje (primer movimiento de un generador o a la carga en un motor), par debido a pérdidas rotacionales (fricción, arrollamiento, pérdidas de núcleo) y el par electromagnético, el cual puede ser síncrono o asíncrono (inducción). El par neto, el cual produce aceleración es la diferencia algebraica del torque acelerante en el eje y un par electromagnético retardante, los cuales son par mecánico y par eléctrico respectivamente. Ambos son positivos para la acción de un generador.

$$\mathrm{T}_a = \mathrm{T}_m - \mathrm{T}_e \tag{17}$$

Donde T_a = torque neto.

T_m =Torque mecánico.

T_e =Torque electromagnético

Durante el estado estacionario esta diferencia es cero y no hay aceleración, durante una perturbación del tipo de estudio de estabilidad transitoria, se presenta la aceleración o el retardo, dependiendo de cuál torque es mayor. Sin embargo, el problema es encontrar la posición angular θ del rotor de la máquina como función del tiempo a través de la ecuación (16). Aunque es más conveniente medir la posición y la velocidad angulares con respecto a un eje de referencia de rotación síncrona que con respecto a un eje estacionario, por lo tanto:

$$\delta = \theta - \omega_1 t \tag{18}$$

Donde ω_1 = velocidad síncrona nominal. Si se toma en cuenta la derivada en el tiempo, se tiene:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - \omega_1 \tag{19}$$

Y

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta}{dt^2} \tag{20}$$

Ahora sustituyendo (20) en (16), se obtiene

$$T = I\,\frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{21}$$

ó

$$I\,\frac{d^2\delta}{dt^2} = \mathrm{T}_m - \mathrm{T}_e \tag{22}$$

Si se pre-multiplica por la velocidad síncrona, se tiene:

$$M\,\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \tag{23}$$

Donde $M = I\omega$ es el momentum angular.

$P_m = \mathrm{T}_m\omega$ es la potencia mecánica en el eje.

$P_e = \mathrm{T}_e\omega$ es la potencia eléctrica

La ecuación (23) es más conveniente que la ecuación (22) debido a que involucra la potencia eléctrica de salida de la máquina. Así, la ecuación (23) será tratada como la *ecuación de oscilación* [1]. Esta ecuación puede ser escrita para cada una de las máquinas del sistema. Sin embargo, esta ecuación puede ser normalizada en términos de constante de inercia H definida como la energía cinética dividida por la potencia base, así:

$$H = \frac{1}{2}\frac{I\omega^2}{VA_{BASE}} \tag{24}$$

El momento de inercia I en función de H es:

$$I = \frac{2\,H}{\omega^2}\;\; VA_{BASE} \tag{25}$$

Reorganizando la ecuación (22), la ecuación de oscilación queda en función de la constante de inercia, entonces:

$$\frac{H}{\pi f}\,\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \tag{26}$$

La cantidad H tiene una propiedad deseable en su valor, no varía ampliamente con la capacidad de potencia y velocidad de la máquina, en lugar de esto tiene un valor característico o conjunto de valores para cada clase de máquina. Con respecto a esto, H es similar a las reactancias en por unidad de las máquinas. En ausencia de información de las máquinas, esta variable puede ser usada. En [5] puede ser encontrada información más detallada sobre la variable H. Debe ser resaltado en la anterior ecuación que la constante de amortiguamiento de la máquina está siendo despreciada.

Un desbalance entre generación y carga inicia un transitorio que causa la oscilación del rotor de la máquina síncrona causando un toque neto de aceleración (o desaceleración) que se ejerce sobre el eje del rotor. Si este torque neto es lo suficientemente grande, causara que la máquina oscile lo suficiente hasta llevarla a la pérdida de sincronismo. Para mantener la estabilidad, un nuevo estado de equilibrio debe ser encontrado antes de que la máquina experimente esta situación. Un exceso de generación (torque acelerante) resultara en un almacenamiento de energía que será convertida en energía cinética, lo que llevara a la máquina a acelerar por encima de su velocidad síncrona, una pequeña parte será consumida por las cargas del sistema y otra aún más pequeña por las pérdidas del sistema. Además, un factor importante para la pérdida de sincronismo es la diferencia angular entre las máquinas, donde el ángulo de rotor es medido con respecto a una referencia de rotación síncrona o una máquina de referencia conocida como SLACK.

2.5 Sistemas Multimáquinas

La solución de la ecuación (26) representa el comportamiento de la máquina síncrona con respecto al tiempo. La evolución del sistema es representada por medio de la solución de las ecuaciones de oscilación de cada una de las máquinas síncronas. El desarrollo de las ecuaciones arroja las curvas Potencia-Ángulo, las cuales mostrarán si las máquinas mantienen el sincronismo después de estar sujetas a una perturbación. En sistemas multimáquinas, tanto la potencia generada y la potencia de aceleración, dependen de su posición angular y siendo más estrictos aun, de las velocidades angulares de todas las máquinas del sistema. Por lo tanto, para un sistema que tiene **n** máquinas, la ecuación (26) se convierte en el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\frac{H_1}{\pi f}\frac{d^2\delta_1}{dt^2} = P_{m1} - P_{e1}\left(\delta_1, \delta_2, \dots \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt}, \dots \frac{d\delta_n}{dt}\right),$$

$$\frac{H_2}{\pi f}\frac{d^2\delta_2}{dt^2} = P_{m2} - P_{e2}\left(\delta_1, \delta_2, \dots \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt}, \dots \frac{d\delta_n}{dt}\right),$$

$$\vdots$$

$$\frac{H_i}{\pi f}\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{ei}\left(\delta_1, \delta_2, \dots \delta_i, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt}, \dots \frac{d\delta_i}{dt}\right), \tag{27}$$

Donde la corriente transformada y las potencias son calculadas de la siguiente manera:

$$E_{qi} = E'_{qi} + (x_{di} + x'_{di})I_{di} \tag{28}$$

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^{n}(E'_{qi}\,E'_{qj}\cos(\delta_i - \delta_i + \theta_{ij})) \tag{29}$$

$$Q_{ei} = \sum_{j=1}^{n}(E'_{qi}\,E'_{qj}\mathrm{sen}(\delta_i - \delta_i + \theta_{ij})) \tag{30}$$

$$I_{di} = \frac{Q_{ei}}{E'_{qi}} \tag{31}$$

$$I_{qi} = \frac{P_{ei}}{E'_{qi}} \tag{32}$$

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n}(E_i E_j B_{ij}\sin\delta_{ij} + E_i E_j G_{ij}\cos\delta_{ij}). \tag{33}$$

Sobre las anteriores ecuaciones, i es el índice del generador, n es el número total de generadores, δ es el ángulo interno de la máquina, $E_q^{'}$ es la tensión transitoria, $E_q^{'}$ denota la tensión interna a través del eje q, P_e y Q_e son la potencia eléctrica activa y reactiva entregada por la máquina respectivamente [40].

Para la solución de las ecuaciones (27) se necesita de una solución numérica punto a punto, también conocida como solución paso a paso, que sea aplicable a cualquier solución numérica de todo tipo para ecuaciones diferenciales, puesto que una buena exactitud puede lograrse y son simples computacionalmente. Normalmente, durante la evolución del sistema en el periodo transitorio algunas variables se consideran constantes

para periodos de tiempo cortos Δt, asi con los supuestos hechos, la solución de las ecuaciones se puede resolver con los cambios en las otras variables durante el mismo intervalo de tiempo. Entonces, los valores que fueron calculados al final del intervalo son los nuevos valores para calcular las variables que se consideraron constantes. Estos nuevos valores son usados para el próximo intervalo de tiempo, así sucesivamente hasta la ventana de tiempo que se desea observar, para la estabilidad transitoria, entre 2 y 10 segundos aproximadamente [6].

Para cada intervalo de tiempo se asume constante la potencia de aceleración, aunque esta tiene valores diferentes en intervalos diferentes; y desde la solución formal y los valores iniciales de δ y ω, pueden ser obtenidos en cada intervalo nuevamente los valores de δ y ω al final de cada intervalo y computarlos para cada máquina, encontrando de esta manera la potencia eléctrica de cada máquina y su aceleración. Normalmente durante el estado del transitorio las potencias mecánicas de las máquinas se consideran constantes debido a la lentitud de la acción del gobernador y su inercia; además, son despreciado las pérdidas y constantes de amortiguamiento. Sin embargo, las potencias eléctricas son funciones de las posiciones angulares de cada máquina del sistema y de la topología del sistema a la cual se encuentran conectadas.

Debe resaltarse que la estabilidad transitoria en los SEP actuales está altamente ligada al nivel de transmision de un grupo de máquinas síncronas[4] que oscilan contra otro grupo. Durante un transitorio, un grupo de máquinas oscila mas o menos junto y de manera coherente, es decir, tienen una direccion de su posicion angular y tasa de velocidad angular similar, pero pueden variar ampliamente con respecto a otra area o grupo de generadores. Para los analisis de estabilidad, un area de generación puede ser representado por una sola máquina equivalente de todos los generadores del area sin excesivo error, sin embargo, ya que cada area puede contener areas de diferentes tamaños, un promedio aritmetico no representa propiamente la influencia inercial de dicha area y debe tomarse especial cuidado en la representacion [4]

[4] Las máquinas síncronas en este documento hacen referencia a los generadores síncronos

Es claro entonces que la solución de estas ecuaciones de oscilación consiste en llevar a cabo dos procesos. El primer proceso es computar y obtener la posición y la velocidad angular al final de cada intervalo y el segundo proceso consiste en calcular la potencia de aceleración. Sin embargo, es necesario calcular la potencia eléctrica de la máquina síncrona mediante una solución algebraica, puesto que la potencia mecánica es considerada constante durante el transitorio. Debido a la complejidad de las ecuaciones que describen el sistema, la solución no puede ser determinada de forma analítica; por lo tanto, es necesario el uso de métodos de integración numérica, los cuales emplean procesos de paso a paso para determinar una serie de valores de cada variable dependiente, correspondiente a un conjunto seleccionado de valores de variables independientes. Los métodos aplicados más comunes para la solución del problema de estabilidad transitoria han sido los métodos de Euler modificado y Runge-Kutta [41]

2.6 Métodos de Control

La seguridad de los SEP cada vez es más conflictiva debido a las restricciones ambientales y económicas. Los objetivos del control para la seguridad del sistema son tomar decisiones en diferentes horizontes de tiempo para evitar una situación indeseada en la red eléctrica, en particular prevenir grandes colapsos o un apagón. Tradicionalmente, el control para la seguridad del sistema se ha divido en dos categorías, control preventivo y control de emergencia. Durante el control preventivo el SEP aún se encuentra en una operación normal y se toman decisiones para hacer frente a situaciones de incertidumbre de forma satisfactoria. Mientras, en el control de emergencia, la perturbación ya ha ocurrido y el objetivo es tomar decisiones de control que pueden minimizar las consecuencias de dicho evento.

Algunas acciones de control preventivo son: reprogramación de generación, conmutación en dispositivos de compensación reactiva y deslastre de carga. Uno de los objetivos del control preventivo es evitar que actúen los esquemas de control de emergencia tanto como sea posible durante la operación, sin embargo, debido a presiones, comercio, tendencia y competición de los actuales mercados de los SEP se imponen objetivos mucho más altos en el sistema de control preventivo, en torno a esto, genera un impedimento debido a las grandes inversiones en este tipo de control.

Por otro lado, las acciones de control de emergencia son más drásticas, como es: deslastre de carga, cortes de generación, cargas artificiales (frenado dinámico), conmutación de reactores o capacitores en paralelo, y finalmente una de las más arriesgadas como la división del sistema en islas [7]. Ahora, mantener la estabilidad del sistema depende en gran medida de la apropiada selección, diseño y aplicación de las acciones de control debido a la complejidad de la operación, llevando a tomar decisiones y acciones mucho más rápidas, más frecuentes y con menos interacción del operador del sistema. Es de resaltar que algunos métodos de control preventivos y de emergencia pueden no ser adecuados ante las diversas condiciones y contingencias del sistema, siendo más apropiada la combinación de varias acciones de control. Adicionalmente, es importante tener en mente el rendimiento de todo el SEP y los posibles efectos secundarios y costos [22]. No obstante, los actuales avances y desarrollos en aplicaciones tecnológicas en línea, así como medidas y monitoreo en tiempo real están jugando un papel significativo de acuerdo con estos requerimientos.

En este trabajo se realiza la combinación del control preventivo y de emergencia para la estabilidad transitoria e incluye la metodología para trabajar con ambos métodos. Por lo tanto, la investigación está dirigida al uso de programas de simulación en el dominio del tiempo (D-T) y por medidas en tiempo real, correspondientes a la metodología “preventiva” y de “emergencia” respectivamente [42].

2.6.1 Esquemas de control

Dos diferentes enfoques son practicados para determinar la estabilidad transitoria en los SEP. El control preventivo analiza un caso inestable mediante un programa de simulación dominado en el tiempo, tan pronto como el sistema entra en una configuración de falla. En cada paso (Δt) de la simulación D-T, el sistema calcula el ángulo δ, velocidad angular ω, potencia mecánica P_m y potencia mecánica P_e de cada una de las máquinas del sistema, las cuales son dependientes de los parámetros de la red. El proceso finaliza tan pronto como las condiciones de inestabilidad son alcanzadas o la ventana de tiempo deseada de análisis ha terminado.

Mientras que el control de emergencia es seguido de una perturbación y su posterior despeje, su objetivo es corregir y tomar acciones de control lo suficientemente rápido para prevenir la pérdida de sincronismo. Adicionalmente, se continua el monitoreo del sistema, para evaluar si las acciones de control son suficientes o deben ser reforzadas. El método se basa en medidas en tiempo real, en lugar de información proporcionada por simulaciones fuera de línea [8]. Asimismo, el control de emergencia es estudiado en dos procedimientos, control de emergencia en lazo abierto y control de emergencia en lazo cerrado.

En la literatura son encontrados dos tipos de esquemas principales: sistemas de control en lazo abierto y sistemas en lazo cerrado. Los sistemas de control en lazo abierto (también conocidos como controles prealimentados), son eventos llevados a cabo a través de simulaciones para predecir cómo podría comportarse el sistema bajo algunas contingencias y determinar cómo puede ser corregido el problema por medio de un control de emergencia. Una vez las acciones de control de emergencia han sido determinadas bajo condiciones predefinidas, a las cuales serán aplicadas, los relés se disponen de tal manera para satisfacer el control deseado. Así, los relés actúan basados en la recepción de señales desde estándares de protección. Este esquema actúa de una manera de “todo o nada” en disparo de plantas de generación o cargas del sistema. Las ventajas de este sistema son velocidad, confiabilidad y previsión, las cuales son esencialmente el mismo principio que las protecciones y relés clásicos, es por esto por lo cual puede ser usado en fenómenos rápidos como la estabilidad transitoria y contingencias.

Los sistemas en lazo cerrado son basados en medidas en tiempo real. Sin embargo, necesitan canales específicos de comunicación y dispositivos de medida para operar de manera confiable y rápida. Durante la etapa de diseño, las señales apropiadas y lógica de control son determinadas, y el sistema actuara continuamente de acuerdo con la lógica y a las medidas en tiempo real. Después de que las protecciones del sistema han actuado, se reorganiza automáticamente un esquema para tomar nuevas acciones de control si los resultados no son satisfactorios. Aunque el esquema tiene dificultades como : (i) para algunos fenómenos, obtener medidas en tiempo real puede ser difícil (ii) es complejo predecir bajo condiciones que el sistema de control de emergencia operara, debido a que depende fuertemente de la perturbación y de cómo reaccionara el sistema, ya que ambos

son incertidumbres, Sin embargo, la ventaja de este tipo de control es precisamente la robustez a las incertidumbres [43].

Asimismo, se deben tener en cuenta algunas consideraciones para que el desarrollo de las acciones de control sea satisfactorio ante la estabilidad transitoria:

- Detección: medidas y cálculos que son requeridos para identificar la estabilidad transitoria. Para la pérdida de sincronismo la medida de aperturas de ángulo de rotor δ y velocidad angular ω. Aunque, como se mencionó anteriormente, un incremento de la velocidad angular de las máquinas no necesariamente significa que se perderá el sincronismo. Para este trabajo de investigación, debido a la dificultad de obtener la medida del ángulo de rotor directamente, se utilizará la medida de ángulo de fase de barra de aquellas barras donde se encuentra acoplada una planta de generación.
- Acciones de control: Debido a la ventana de tiempo y a la velocidad de fenómeno de estabilidad transitoria, el disparo de generación y deslastre de carga serán las acciones para tomar.
- Coordinación: encontrar los elementos y la extensión adecuados (control local o centralizado). La metodología propuesta, será centralizada, es decir, todas las medidas serán almacenas para llevar a cabo el respectivo cálculo y toma de decisiones.
- Sincronización: Con el actual uso de medidas de sincrofasores (PMUs) y las estampas de tiempos que tiene cada dato, es posible ahora obtener medidas de ángulos fasoriales, con estas medidas se puede decidir cuándo deben ser tomadas las acciones de control y cuán rápido deben ser las acciones de control.
- Automatización: Debido a la velocidad del fenómeno, el operador no alcanza a enterarse de lo ocurrido y no interviene; sin embargo, es necesario la supervisión posterior a la perturbación en caso de alguna decisión pos-transitorio, como puede ser la restauración de una parte del sistema o el sistema en general.

3. CAPITULO 3 Herramientas para visualización del ángulo

En este capítulo, se hace una breve revisión de la tecnología de los sincrofasores y como puede ser usada para predecir y evitar la pérdida de sincronismo o colapso de un área, o en el peor de los casos el SEP completo. Se desea mostrar cómo es obtenido el ángulo de fase de una onda senoidal (tensión de barra), medida que hasta hace poco es posible obtener mediante dispositivos PMUs y que hasta ahora solo hacia parte de la teoría de control de estabilidad transitoria de sistemas de potencia. El capítulo expone algunas características de hardware sobre la tecnología de sincrofasores, aplicaciones y como ha madurado para hacer frente a las situaciones de emergencia en los SEP.

La apertura de los mercados ha dado un nuevo cambio en el paradigma en la forma que se genera, transmite y distribuye la energía eléctrica. Con el fin de mantener la sostenibilidad, se ha dado un nuevo énfasis en el desarrollo de energías renovables e integración a las redes eléctricas, lo cual genera nuevos desafíos en la seguridad, integridad, confiabilidad y estabilidad bajo diferentes condiciones; sin embargo, esto incrementa la complejidad en la operación, monitoreo y control de los SEP.

Aunque los sistemas actuales SCADA/EMS proporcionan solo una vista del sistema en quasi-estática debido a la alta latencia de los datos (tasa de muestreo entre 2 y 6 segundos); la implementación de los sincrofasores en el sistema facilita las mediciones dinámicas en tiempo real y visualización del SEP, útiles para monitorear la seguridad y proteger la red, así como la toma de acciones de control/corrección en el nuevo régimen de operación del sistema.

Los nuevos sistemas de monitoreo - WAMS (Wide Area Measurement Systems) implementan dispositivos PMUs a lo largo y amplio del sistema asociado con estampas de tiempo de GPS tomando medidas sincronizadas de secuencia positiva de magnitud y ángulo de las tres fases de tensión y corriente, frecuencia, tasa de cambio de la frecuencia (df/dt), y otras variables como potencia activa y reactiva [44]. La mayoría de estos proyectos WAMS en el mundo son implementados bajo tres estados; el primer estado

consiste en obtener y guardar datos de fasores, así como frecuencia en diferentes lugares en tiempo real de la red con el fin de determinar topología y límites de operación. El segundo estado, calcula las condiciones de operación usando funciones analíticas para hacer sugerencias al operador del sistema para mantener la estabilidad y confiabilidad de la red. Finalmente, el tercer estado es automatizar la red sin intervención humana; aunque, esta última fase es la que se encuentra en desarrollo en los países que actualmente ya tienen WAMS implementados.

3.1 Que es una PMU?

Son conocidos como unidades de medida fasorial o sincrofasores[5], las cuales toman medidas precisas de las redes eléctricas, estos dispositivos pueden tomar hasta una tasa de muestreo entre 6 y 60 observaciones por segundo (algunos más), medidas de tensión (V), corriente (I), frecuencia (f), entre otras. En [45], las PMUs has sido definidas como “un dispositivo que produce un fasor sincronizado, frecuencia, y estima una tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) de las señales de tensión y corriente a una señal sincronizada en el tiempo”. Comparando las PMUs con el sistema de medida convencional de monitoreo SCADA, el cual toma una medida cada varios segundos, el sincrofasor obtiene datos con una estampa de tiempo de acuerdo con un estándar de tiempo universal GTM; de manera que cada medida de las PMUs en diferentes localizaciones y/o propietario puede ser sincronizada o alineada en el tiempo, lo cual permite una mejor precisión y observación completa del SEP. Estas medidas permiten a los analistas monitorear y analizar cambios en las condiciones de la red o estrés del sistema, mejorando el mantenimiento y protección del SEP [46].

Las PMUs usan procesadores de señales digitales de última generación que pueden medir ondas AC de una frecuencia de 60/50Hz típicamente a una velocidad de 48 puntos por ciclo (es decir, 2880 muestreos por segundo aproximadamente, en una onda de 60hz) [47]. Las formas de onda analógicas son de CA y digitalizadas mediante un convertidor

[5] En este documento el termino sincrofasor o PMU son tratados indistintamente

analógico/digital para cada fase. Un oscilador de bloqueo de fase junto con un GPS de referencia proporciona el muestreo sincronizado a una gran velocidad, con precisión de 1 milisegundo. Adicionalmente, técnicas de procesamiento de señales digitales son utilizadas para calcular los fasores de corriente y tensión [48]. Normalmente las PMUs son instalados en subestaciones o barras donde se encuentra acoplada una planta de generación. Cabe mencionar que algunos dispositivos como grabadores de falla digitales o relés digitales son considerados dispositivos PMUs, debido a que miles de estos dispositivos cuentan con el estándar de comunicación IEEE C37.118.2-2011 [49], pero su funcionalidad principal es servir como relé, más que como una PMU. Estos datos de las PMUs pueden ser usados para validar modelos de generadores, análisis forense de eventos, visibilidad de flujos de potencia, reducción y eliminación de oscilaciones de generadores incluyendo estabilidad y oscilación a través de enlaces claves. También, pueden ser utilizadas para detección de islas, sincronización de generadores, restauración Black-Star del sistema, operaciones eficientes y óptimas de operación de la red, entre otras.

Los datos de sincrofasores y las aplicaciones son valiosas para la seguridad y confiabilidad de la red, debido a que permiten a los operadores y clasificadores una visión sin precedentes de lo que acontece en la red con una gran precisión y resolución de manera sincronizada y en tiempo real. Dado a que los actuales sistemas SCADA toman muestreos entre 2 y 6 segundos [18], lo cual es demasiado lento para el rastreo de la dinámica de la red, además de que no están sincronizados y los datos no se comparten entre operadores en muchas ocasiones. Así, el SCADA no permite monitorear indicadores claves como en ángulo de fase para la estabilidad angular y por lo tanto no da al operador una operación en tiempo real ni visibilidad de lo que pasa en el sistema interconectado. En contraste los datos de las PMUs permiten obtener, almacenar y compartir datos en tiempo real, sincronizados y a gran velocidad, con el fin de visualizar, entender, diagnosticar, prevenir y tomar acciones de control de manera anticipada para mantener la seguridad y confiablidad de la red. Una breve comparación entre tecnologías es resumida en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Comparación PMU vs. SCADA [18]

	Sistema de monitoreo	
Característica	Sincrofasores (PMUs)	SCADA
Tipo de medida	Digital	Análoga
Cantidad de medidas	Desde 30 hasta 240 muestreos/seg	1 cada 2 seg.
Medida de ángulo de fase	Si	No
Observabilidad	Dinámica y transitorio	Estado estacionario
Monitoreo	Sistema completo	Local
variables	Magnitud y fase con referencia, MW, MVAr, Hz.	Magnitud (RMS)-MW-MVAr

Las PMUs tienen una amplia variedad de aplicaciones para manejar y mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema:

- Monitoreo: los datos en tiempo real, la gran velocidad y el análisis son esenciales para una observación de todo el sistema interconectado. El procesamiento de los datos obtenidos permite a los analistas y operadores entender las condiciones en tiempo real, anticiparse a condiciones cambiantes, evaluar e implementar acciones de emergencia en caso de ser necesario para garantizar la seguridad del sistema. Una red de sincrofasores pueden identificar, entender y mitigar un posible colapso de la red a través de los datos previos a la entrada de una condición crítica. Algunos países como Estados unidos, Islandia, China, Canadá (Quebec), Brasil y otros lugares han comenzado a usar un sistema de PMUs conocido como sistemas WAMS [50]
- Operación en tiempo real: los datos de las PMUs están comenzando a ser muy utilizados por empresas de servicios de energía con el fin de gestionar la operación en tiempo real. Estos pueden conducir a controles automáticos para mantener la estabilidad debido a que estos son más exactos y proporcionan un mayor muestreo que el clásico sistema SCADA. El desarrollo de una buena herramienta informática

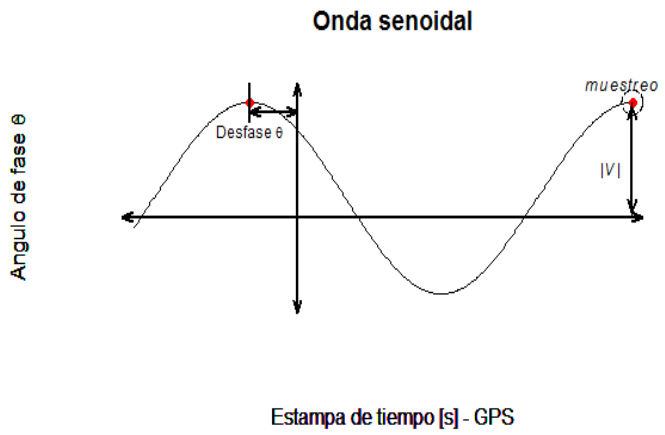
en tiempo real con datos de sincrofasores puede manejar desconexión de generación, aumento de generación, soporte de reactivos, deslastre de carga, separación de sistema en islas y posterior restauración, entre otros. Diversos países ya han integrado aplicaciones con datos de las PMUs para identificar generación intermitente e integrar recursos de forma económica y mantener la confiablidad del sistema [51][52].

- Planeamiento de SEP: los datos de alta velocidad almacenados permiten ajustar modelos del sistema y mejorar modelos que caracterizan el rendimiento individual del cada generador.
- Análisis de inspección: los datos de las PMUs son esenciales para llevar a cabo acciones durante transitorios y análisis de las causas de un posible colapso (blackout) del sistema. Debido a que las PMUs obtienen grandes volúmenes de datos a altas velocidades y sincronizados a través de la red interconectada, es posible determinar la secuencia de eventos y causas de una perturbación.
- Redes inteligentes: estas necesitaran técnicas avanzadas de monitoreo, control y sensores que analicen y optimicen eficientemente la red para garantizar la confiabilidad y seguridad del SEP. A nivel de transmisión y generación, las PMUs son el dispositivo tecnológico más efectivo para implementar, debido a que obtienen y distribuyen datos en tiempo real, convirtiendo esta información en materia valiosa, mejorando la automatización del sistema. Se espera que esta tecnología opere de una manera más eficiente la red de transmisión para aumentar el rendimiento de las líneas de transmisión y reducir las pérdidas.

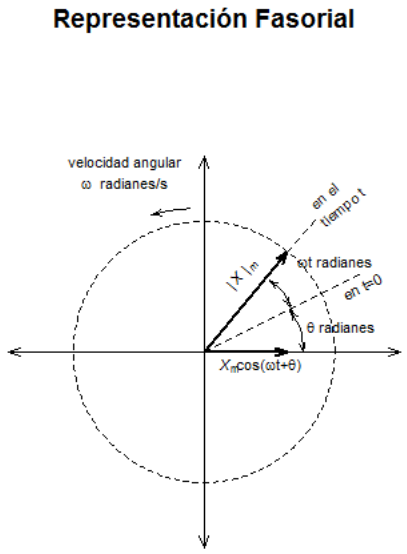
Las variables de los SEP son usualmente representadas por ondas senoidales y para entender como los sincrofasores pueden mejorar la operación y planificación de los SEP es importante comprender su tecnología. Los sincrofasores son medidas precisas sincronizadas de ciertas medidas que antes no estaban disponibles. Los fasores son números que representan el ángulo y la magnitud de una onda, en este caso la onda senoidal de las tensiones, corrientes, a su respectiva frecuencia (60 o 50 Hz) y en un punto de partida específico de acuerdo a una estampa de tiempo contra el tiempo universal [50], ya que las PMUs han integrado un receptor del Sistema Satelital de Navegación Global (SSNG), en este caso el sistema de posicionamiento global (GPS), o depender de otras

señales en el tiempo tales como IRIG-B con extensión del estándar IEEE 37.118-2011 o señales de un pulso por segundo (PPS) con información de hora y fecha [53]. Entonces, con varias PMUs en diferentes localizaciones y alineando sus datos, es posible obtener una observación precisa del sistema [50]. En la Figura 3-1 se muestra la representación de un sincrofasor con una observación de 60 muestreos por segundo y su respectiva conversión a un fasor.

Figura 3-1: (a) Muestreo de onda senoidal (b) representación fasorial.



(a)



(b)

Las cantidades de tensión y corriente con una forma de onda senoidal como las de la Figura 3-1 son usadas para el análisis de SEP, y descritas en la ecuación (34), donde t representa el tiempo, ω es la frecuencia angular, X_m la magnitud de la onda y θ es el ángulo evaluado en el tiempo cero segundos entre la señal que está siendo observada y un punto o señal de referencia. Como es definido en IEEE 37.118.1-2011 [45].

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \theta) \tag{34}$$

Comúnmente en sistemas de potencia se asume que la frecuencia es constante a su valor nominal, puesto que una gran desviación de esta llevaría al colapso de la red, de manera que es referida la magnitud X_m y la fase θ como un fasor. Esas cantidades son medidas por las PMUs y sincronizadas en el tiempo son llamados sincrofasores. Sin embargo, la frecuencia también es medida y reportada por las PMUs. Para la propuesta de medir el θ, se toma como un tiempo de referencia el UTC (Coordinated Universal Time) y es tomada la parte superior de cada ciclo como la referencia.

A menudo, los números complejos variables en el tiempo son representados con ecuaciones basadas en Euler, como:

$$Ae^{j(vt+\theta)} = A\cos(vt + \theta) + jA\sin(vt + \theta) \tag{35}$$

Permitiendo, con respecto a la proyección de la cantidad senoidal dentro del eje horizontal representado por la parte real de la cantidad.

$$A\cos(vt + \theta) = Re\left[Ae^{j(vt+\theta)}\right] \tag{36}$$

Para las PMUs.

$$Re\left[X_m e^{j(\omega t+\theta)}\right] = X_m \cos(\omega t + \theta) \tag{37}$$

Pudiendo ser reescrita como:

$$X_m e^{j(\omega t+\theta)} = X_m e^{j(\theta)} e^{j(\omega t)} \tag{38}$$

La parte dependiente del tiempo $e^{j(\omega t)}$ es llamada por las matemáticas como fasor de rotación o *rotador*, y la parte $X_m e^{j(\theta)}$ es llamada fasor estacionario, y puede ser escrito $X_m e^{j(\theta)} = X_m$, tal que la expresión $X_m e^{j(\omega t+\theta)}$ es $X_m e^{j(\omega t)}$.

La variable X_m en (38) se denomina sincrofasor y da la posición de la rotación del fasor en el tiempo $t = 0$. Así, la ecuación (37) muestra que la representación de la onda senoidal mediante una exponencial es equivalente. También, por décadas, la expresión X_m ha sido llamada simplemente fasor, cuando es evaluada en $t = 0$ y se asume una frecuencia constante, debido a que lleva a significativas simplificaciones del problema de análisis de SEP debido a que permite una solución geométrica en vez de una trigonométrica; además permite el uso de los llamados diagramas fasoriales, de invaluable ayuda en la visualización de la dinámica del sistema [53] como la que se muestra en la Figura 3-1.

En resumen, una PMU reporta los valores de un sincrofasor (magnitud, X_m, y fase, θ, de una forma de onda senoidal a una frecuencia nominal), evaluadas en un intervalo de tiempo definido por el estándar IEEE (IEEE C37.118.1,2011), sincronizado con el UTC, el cual exige requerimientos de exactitud de error menor al 1% en magnitud, lo que traduce un error en el ángulo de $\pm 0{,}573°$. Una descripcion más detallada puede ser encontrada en [49][53].

3.2 Clasificación de las PMUs

El uso de una red de sincrofasores permite reconocer e identificar patrones del comportamiento de la red interconectada de posibles problemas que pueden comprometer el sistema. La orientación, tendencia y reconocimiento de patrones son usados para ajustar y configurar alarmas, y hacer predicciones del sistema, alertando al operador del SEP de emergencias situacionales y usarlas como límites de operación o umbrales. Asimismo, está el reconocimiento de la dinámica del sistema que permite validar modelos para toda la red, en especial los tipos de generadores que determinan en gran medida la oscilación del sistema. Sin embargo, diversas aplicaciones de datos de sincrofasores, necesitan diferentes requisitos para el intercambio y el análisis de datos; es decir, no todas las aplicaciones necesitan la misma cantidad, velocidad y entrega en tiempo real de datos.

Organismos como NASPI[6], pionero en el desarrollo y uso de sincrofasores ha clasificado la aplicación y servicio de sincrofasores presentado en la tabla 3-2.

Tabla 3-2: Aplicación de las PMUs (tomada y traducido de [18])

	Transmisión de datos en tiempo real			Datos históricos	
	Clase A Control en lazo cerrado	Clase B Control en lazo abierto	Clase C Visualización	Clase D post-evento	Clase E Investigación
Baja latencia	4	3	2	1	1
disponibilidad	4	2	1	3	1
exactitud	4	2	1	4	1
alineación	4	4	2	1	1
Tasa alta de mensajes	4	2	2	4	1
Redundancia de rutas	4	4	2	1	1
4-Criticamente importante 3-Importante 2-Algo importante 1-No muy importante					

Diversas aplicaciones pueden ser diseñadas de acuerdo con los servicios prestados por las PMUs, entre ellas se pueden categorizar como se describe a continuación:

- Para mantener operación en tiempo real mediante la visualización del sistema completo y aumento del conocimiento situacional, para este tipo de aplicación el almacenamiento y análisis se lleva a cabo en tiempo real y es visualizado.
- Respuestas de control, son realizadas de acuerdo con el análisis inmediato que se lleva en tiempo real.
- Mejoramiento en la planeación, de acuerdo con la dinámica y análisis de eventos con los datos almacenados, pueden ser validados modelos con simulación fuera de línea y anticipar comportamientos de algunas áreas de la red o elementos específicos, entre ellos ampacidad de líneas, transformadores, generadores,

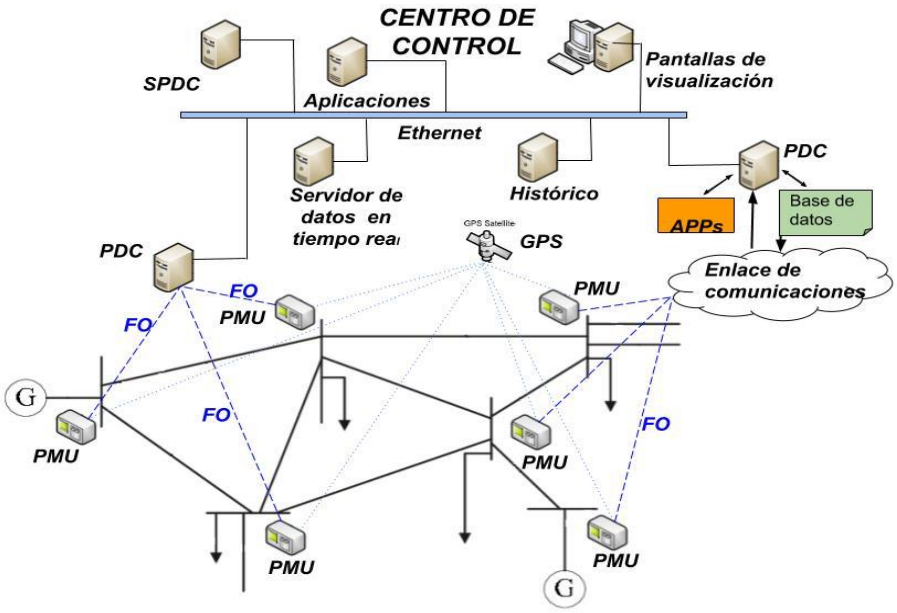
[6] NASPI North American SynchroPhasor Initiative

soporte de reactivos, dinámica del sistema por la entrada de fuentes intermitentes, entre otras.

3.3 Comunicaciones de la tecnología sincrofasorial

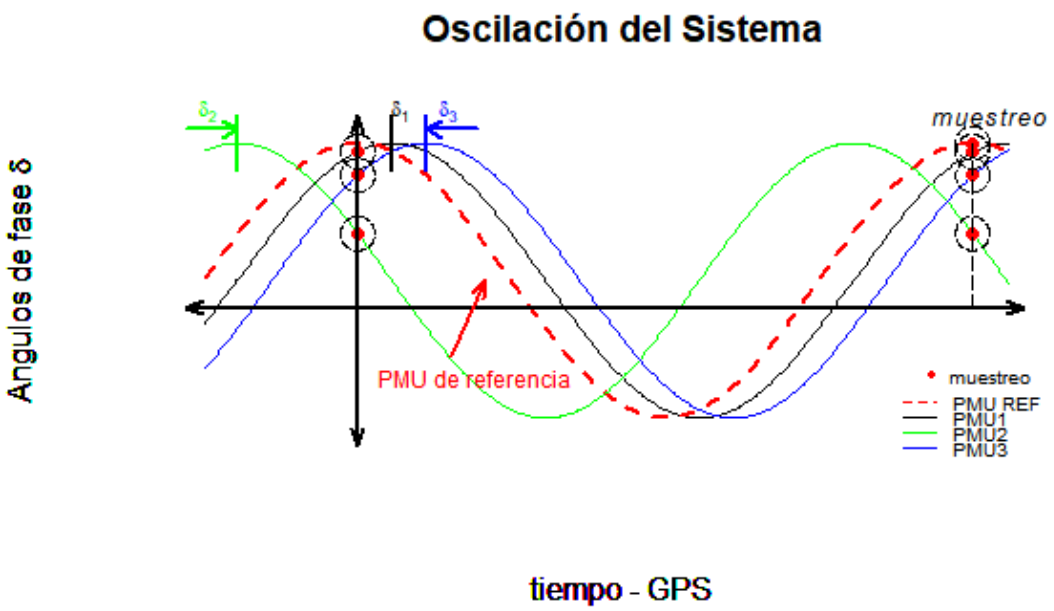
Como se mencionó anteriormente, las PMUs recogen datos en tiempo real de tensión, corriente y frecuencia. Mediante un canal de comunicaciones como líneas telefónicas públicas, privadas o internet, entregan los datos a un concentrador de datos local (CDL). Posterior a este almacenamiento, los datos son enviados a un concentrador de datos de fasores (Phasor Data Concentrator - PDC), por canales de banda ancha a gran velocidad y capacidad. El PDC que se alimenta de datos de las PMUs y/o CDLs, suministra los datos almacenados a aplicaciones analíticas como herramientas de visualización del sistema, procesadores de alarma, estimador de estados, predicción de estabilidad, entre otras. De igual manera, los PDCs pueden enviar la información a un super-concentrador de datos SPDC con una mayor jerarquía de aplicaciones en sala de analistas, planificadores, operadores regionales, etc., como se puede ver en la Figura 3-2.

Figura 3-2: Arquitectura típica de la tecnología PMU



En la Figura 3-3 se puede observar una representación gráfica de los datos que recibe un PDC. En ella se muestra como un PMU es tomado como referencia y se toman muestreos a una velocidad de 60 por segundo y calculado el desfase ($\delta_1, \delta_2, \delta_3$), teniendo todos un PMU de referencia con el fin de evitar introducir mayores retardos en el cálculo y filtro de medidas, este concepto es ampliado en la siguiente sección.

Figura 3-3: PMUs sincronizados a 60/s muestreos (llegada a un PDC)



La detección de estabilidad transitoria se encuentra dentro de las aplicaciones principales de la tecnología sincrofasorial, debido a su alta frecuencia y gran velocidad de datos que puede proporcionar una PMU y cálculo del ángulo de fase. Las PMUs normalmente tiene una velocidad de muestreo de 30 observaciones por segundo; sin embargo, ya existen algunos con velocidades mucho mayores, de 120 y hasta 240 muestreos por segundo. Si se compara con la tecnología convencional de monitoreo SCADA que toma un muestreo entre 2 y 6 segundos, las PMUs son más rápidos para rastrear la dinámica de la red. El SCADA no permite el monitoreo de algunos indicadores como el ángulo de fase debido a que no está sincronizado ni alineado en el tiempo y los datos no son ampliamente compartidos a través de la red. Por lo tanto, el SCADA no proporciona operación en tiempo

real, ni una amplia visibilidad del sistema de lo que sucede a través de una región o el sistema interconectado.

Los sincrofasores proporcionan mayor exactitud y comprensión del estado del sistema ante eventos transitorios que pueden llevar a la pérdida de estabilidad, tales eventos pueden ser la oscilación angular entre dos grupos de generadores, oscilación de potencia, fallas, oscilaciones angulares no amortiguadas entre otras, que pueden llevar a un posible colapso de la red [18]. Todo esto, conduce a la necesidad de una aplicación de protección especial del sistema de un control automático adecuado el cual tome acciones un conjunto de acciones predeterminadas (disparo de generación, apertura de líneas, deslastre de carga, etc.) para prevenir la pérdida de sincronismo o la división del sistema en islas. Es de resaltar que cada sistema de protección especial debe ser adaptado a cada sistema de estudio y una posible condición de emergencia. En la literatura el sistema de protección especial puede ser encontrado como esquema de acción correctiva (Remedial Action Scheme – **RAS**) [43].

Para la medición del ángulo de fase es necesario alinear y sincronizar los datos mediante un reloj que recibe sincronización desde el sistema SSNG. Sin embargo, este reloj no solo proporciona marcas de tiempo, también se asegura que todas las medidas de ángulo de fase sean sincronizadas al mismo tiempo. Este reloj puede ser interno o externo. Si es interno, una antena y un cable son necesario y la señal puede ser compartida y dividida para más de un PMU instalado. La ventaja de un reloj interno es que los retardos son compensados directamente por el dispositivo. Contrariamente, si el reloj de sincronización es externo a la PMU, la señal de puede distribuir por medio de una señal IRIG-B o 1-PPS con RS232. Recientemente el estándar IEEE 1588 de distribución de tiempo de Ethernet está disponible dentro de niveles de tiempo requeridos (5μs), adicionalmente, pueden ser necesarios compensadores de retardos de señal y tiempo para cables con longitudes superiores a 300m [54].

3.3.1 Fuentes de Sincronización (reloj).

Debido a la dinámica en la que ocurren algunos eventos en los SEP, es necesario una gran precisión en las PMUs con el fin de que sea posible mostrar de manera correcta el verdadero comportamiento y estado de la red. De esta manera, deben ser cumplidos algunos requerimientos de sincronización y seguridad para los sincrofasores, de acuerdo con opciones disponibles y emergentes. Estas fuentes de sincronización deben ser lo suficientemente precisas y exactas para enviar tales señales de tiempo a las PMUs para cumplir con los estándares y entregarlos a un conjunto de equipos distribuidos ampliamente en el sistema. La mayoría de los sistemas de sincrofasores usados en las empresas de la industria eléctrica utilizan reloj satelital como tiempo de sincronización, accediendo al SSNG (GPS, GALILEO, GLONASS, BEIDOU, Iridium). Los relojes consisten en un chip[7] receptor GPS[8] que interactúa con componentes electrónicos personalizados y un oscilador para generar el tiempo preciso. El reloj recibe la señal del SSNG y la convierte en diversos protocolos (por ejemplo, IRIG-B, PPS, NTP, PTP) para ser utilizada en la subestación.

Cualquier SSNG proporciona servicios de Posición, Navegación y Tiempo (PNT) a través de una constelación de satélites que orbitan la tierra. Para la dinámica de Posición y Navegación es necesario el enlace de cuatro o más satélites, para recepción de tiempo en una posición fija basta con la operación de solo un satélite. La recepción de múltiples canales de señales como sea posible elimina falsos resultados y mejora la precisión y exactitud. Múltiples SSNG existen, entre ellos [53]:

Sin embargo, existen otros métodos y redes de sincronización terrestre, las cuales están en desarrollo y pueden servir como medios de respaldo y/o redundancia para garantizar la confiabilidad y seguridad de los sincrofasores, estos son:

[7] Chip usualmente fabricado por una empresa especializada en GPS
[8] Sistema Satelital de Navegación Global Norteamericano, por sus siglas en ingles Sistema de Posicionamiento Global (GPS)

Tabla 3-3: Tipos de Fuentes de sincronización [53]

	Exactitud	Cobertura	Tipo de señal
SSNG	60 - 80ns	A nivel mundial	Inalámbrica/ satelital
eLORAN	1µs	EUA	Inalámbrica/ terrestre
WWVB-NIST	100µs	EUA y sur de Canadá	Inalámbrica/ terrestre
Iridium	100ns	A nivel mundial	Inalámbrica/ satelital
Red de Transporte óptica	Pulso por modulación	Típica residencial e industrial	cable

3.4 Aplicaciones de las PMU en transitorios

La ubicación de las PMU es crítica para el uso de datos en tiempo real. A continuación, se muestran algunas de las aplicaciones; sin embargo, solo algunas son mencionadas debido a que no son el objetivo de esta investigación.

3.4.1 Monitoreo de oscilaciones y transitorios

Los sincrofasores permiten detectar y monitorear oscilaciones o rastrear propiedades particulares del sistema. La ubicación de las PMUs es crítica para monitorear oscilaciones las cuales se dividen en las siguientes categorías: modo de oscilación, forma de oscilación, oscilación transitoria, oscilación forzada y respuesta al ambiente. Sin embargo, el propósito de esta investigación solo tiene en cuenta las oscilaciones transitorias.

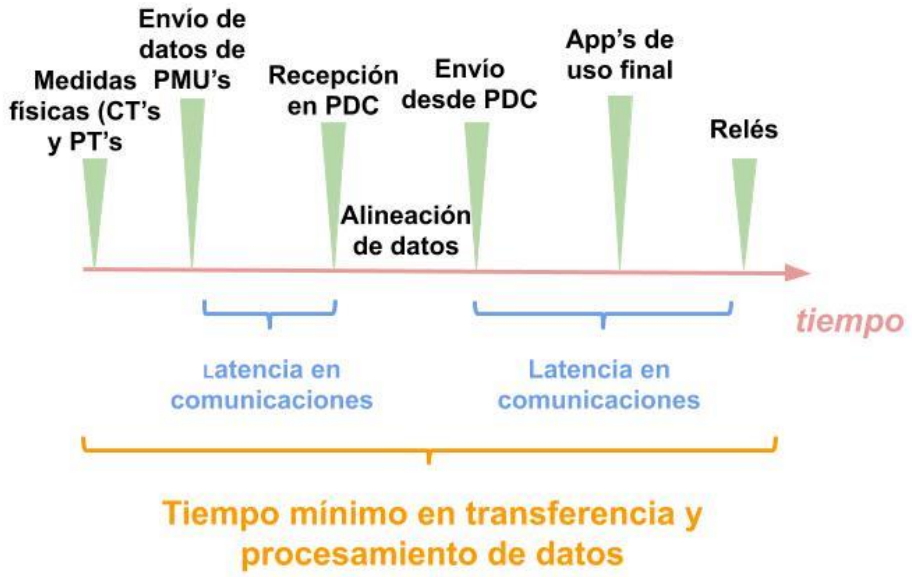
Oscilación transitoria: la respuesta transitoria del sistema es una oscilación inmediatamente seguida a una perturbación como son las fallas, disparo de líneas, disparo de generación, rechazo o deslastre de carga, entre otras. El objetivo de detectar un transitorio es cuantificar la amplitud de la oscilación y determinar si al sistema soporta tal oscilación o tendera a una posible pérdida de sincronismo. Típicamente, la determinación de estabilidad transitoria se ha realizado por medio de simulaciones en el tiempo paso a paso usando modelos detallados de generadores. La carga computacional (burden) de realizar tales estudios continuamente online con modelos detallados no son viables y en

ocasiones prohibidos, además, no proporcionan una medida cuantitativa continua de estabilidad para un caso particular.

Los datos de las PMUs permiten con gran precisión rastrear y seguir la evolución de un transitorio en tiempo real, una vez que la contingencia o perturbación ha comenzado. Después de haber sido detectado el inicio de una oscilación transitoria, la mayoría de los algoritmos propuestos rastrean la(s) oscilación(es) inicial(es) durante el primer segundo del transitorio usando una ventana de tiempo que clasifica la oscilación como estable o inestable dependiendo del resultado en consecuencia. Como una acción de control, estos esquemas proponen la desconexión del generador afectado del SEP [52].

Así, las PMUs pueden ser localizados cerca de las plantas de generación o cargas que aportan dinámica al estado transitorio para capturar la dinámica y tomar acciones de control estabilizantes discontinuas como disparo de generación o bancos de condensadores, o control de retroalimentación, complementando controles continuos básicos, mitigando el estrés de grandes perturbaciones, ofreciendo una región de atracción y una región de operación segura pos-transitorio, manteniendo el equilibrio y evitando una posible restauración del SEP. Es sabido, como se ha mencionado en la sección anterior que, para la primera oscilación transitoria, las acciones de control deben tomarse antes del pico del ángulo de oscilación inter-área que se da entre 0.5 y 1.5 segundos generalmente. La acción de control con medidas de sincrofasores puede ser tomada en 0,3segundos, el tiempo de retardo asociado a las medidas de las PMUs como fibra óptica de comunicaciones, rendimiento de los PDC, transferencia de datos, y disparo de los circuitos de protección, es de alrededor de 10 ciclos (167ms) [52], como se presenta en la Figura 3-4, de modo que los procesamientos de datos y aplicaciones de PMUs satisface las necesidades de la estabilidad transitoria.

Figura 3-4: Tiempo mínimo en proceso de datos de PMUs



Las plantas de generación como las hidráulicas, térmicas, o nucleares, poseen muchos controles y mantienen una potencia mecánica a un deseado nivel, por razones económicas y técnicas. Este tipo de plantas debido a su inercia pueden oscilar ampliamente dependiendo de su energía cinética almacenada en el rotor. Las plantas de generación eólica debido a su intermitencia pueden provocar oscilaciones debido a una disminución repentina de su generación; contrario a las máquinas síncronas, las plantas eólicas no poseen inercia o es muy baja. Asimismo, es considerada la generación fotovoltaica sin inercia. Con respecto a las cargas, las industriales en especial son cargas considerables y cíclicas por naturaleza (p.e. procesos electrolíticos para la fundición de aluminio y otros metales). Y como se mencionó en la sección 2.3, una apertura angular demasiado amplia puede llevar a la inestabilidad y colapso de la red, con la tecnología de las PMUs, esta diferencia angular puede ser medida y evitar situaciones indeseadas por medio de la predicción. Debido a la ventana de tiempo de la estabilidad transitoria, el procesamiento de datos en las PMUs puede servir para el diseño del sistema de protecciones especiales **(SPS)** o **RAS** para alarmar al sistema de protecciones y tomar decisiones necesarias.

3.5 Acciones de Control de Emergencia

Las acciones de control de emergencia son conocidas en la literatura como RAS o SPS, tiene como meta una serie objetivos para mantener la seguridad y confiabilidad del SEP que van desde mitigar sobrecargas térmicas hasta mantener niveles aceptables de estabilidad transitoria en todo el sistema. Algunas acciones tienen diferentes ventanas de tiempo y categorías dentro de la estabilidad como se ha mencionado en la sección 2.2. Algunas acciones basadas en estabilidad transitoria son disparo de generación, deslastre de carga, resistencia de frenado o inyección de carga y modulación o controles HVDC, basadas en estabilidad de tensión como lo son rechazo de carga, inserción de compensación reactiva en paralelo y diversas acciones para sobrecarga térmica. Las acciones de control de emergencia se separan en dos categorías para ser implementado: basado en un evento, y respuesta al evento.

Las acciones de emergencia necesitan de un conjunto predefinido de eventos para que las acciones correctivas sean tomadas, pueden ser diseñadas mediante la detección de condiciones de operación que son consideradas adversas o inseguras bajo criterios fuera de línea (simulaciones) o monitoreo en tiempo real (sincrofasores). A menudo se proyectan y planifican tales acciones basadas en condiciones operativas actuales a eventos de contingencia potencialmente peligrosos. La respuesta a los eventos opera cuando un conjunto de condiciones (ángulo de fase, magnitud de tensión, flujos de potencia, etc.) ocurren por un tiempo dado o un límite superado, operando automáticamente dándole soporte al sistema y mitigar el impacto de la perturbación o evento. Debido a que las acciones de control para estabilidad transitoria son muy veloces, se requiere de múltiples localizaciones de monitoreo y muy baja latencia. En cualquier caso, el algoritmo o metodología debe tener en cuenta la calidad y seguridad de los datos en cualquier toma de decisión operativa que utiliza la tecnología de sincrofasores.

Los tiempos de control dependen de la velocidad en que el sistema de comunicaciones puede identificar y analizar la emergencia, así como la velocidad con la que se pueden efectuar las acciones de control correctivo. Se ha investigado que el proceso involucra seis

actividades para tomar acciones en un sistema con un tiempo total de 185ms, dividido como se muestra a continuación:

- Reconocimiento de la perturbación (sensibilidad) – 5ms
- Tiempo de transmisión de la información – 10ms
- Procesamiento de las filas de datos – 10ms
- Tiempo de computación en toma de decisiones – 100ms
- Transmisión de la señal de control – 10ms
- Tiempo de operación de los dispositivos – 10ms

Estos tiempos son asumidos por empresas que tienen canales de fibra óptica disponibles con alta prioridad para señales de comunicaciones y control [52] [55].

3.5.1 Jerarquía en PMUs para análisis de transitorios

Con respecto a lo anterior, la importancia de la instalación de esta nueva tecnología PMU en los SEP para monitorear el comportamiento ante un evento o perturbación. En la sección R5 de [56] describe la ubicación específica para la grabación dinámica de perturbaciones GDD. Los datos de GDD de la sección R5 es usada para monitorear perturbaciones del sistema para determinar transitorios electromagnéticos del sistema y respuesta pos-transitoria, así como validación del rendimiento de modelos del sistema. El GDD típicamente se ubica en base a estudios estratégicos que incluyen estabilidad angular, de tensión, de frecuencia y oscilatoria. El estándar hace algunas referencias de lugares donde se deben ubicar PMUs para GDD en plantas de generación donde la potencia nominal es mayor o igual a 500MVA, o para generadores de 300MVA donde la planta es igual o superior a 1000MVA. Elementos del SEP que están relacionados con límites de operación del sistema para estabilidad de tensión y angular. Enlaces HVDC con potencia superiores a 300MVA en el lado AC, elementos que hacen parte de acciones de deslastre de carga, puntos de la red que han tenido un históricos con un pico de potencia mayor a 3000MVA.

En [56] también se identifican las cantidades eléctricas necesarias a medir y donde realizarlas mediciones, para que se puedan llevar a cabo los cálculos y la transmisión de datos. Todo esto para realizar el análisis de los transitorios en líneas de transmisión y generadores, observando la tensión fase-neutro o fase-fase de secuencia positiva del generador o línea, la fase de la tensión o corriente, los flujos de potencia activa y reactiva, y la frecuencia. Asimismo, el estándar especifica una tasa mínima de 30 muestreos por segundo para cualquier variable a ser almacenada continuamente, porcentaje de exactitud de las medidas de +/- 2 ms, lo cual coincide con [45].

4. CAPITULO 4 Metodología

Esta propuesta de investigación se compone de dos enfoques metodológicos, el primero trata de simulaciones en un modelo de un SEP, y el segundo se compone de la implementación de un método experimental para obtener la medida de velocidad angular sincronizada de un generador síncrono.

La propuesta para la simulación de un SEP comienza con el modelado e implementación de una red eléctrica en un simulador de redes eléctricas que represente lo que ocurre en los sistemas reales, de esta manera analizar su comportamiento y dinámica ante perturbaciones que pueden modificar su estructura y pueden conducir a una operación inestable de algunas áreas o en el peor de los casos el colapso total del sistema. Para este estudio se utilizará el software de análisis dinámico de sistemas de potencia DIgSILENT POWERFACTORY, el cual permite modelar en detalle las redes eléctricas y permite realizar simulaciones dinámicas mediante métodos de integración numérica.

Durante las simulaciones se supone que existe una PMU en cada una de las barras donde se encuentra acoplada una planta de generación, lo cual permitirá obtener medidas de tensión, corriente, ángulo de fase, frecuencia, potencia, entre otras, que formaran una base de datos para el análisis de estabilidad, de esta manera adaptar un método que permita garantizar la operación continua en el periodo posterior a la falla, también conocido en la literatura como el pos-transitorio.

Debido a que este trabajo utilizará medidas de variables que dependen de la transferencia de potencia entre áreas del sistema, y que estas en el periodo transitorio cambian demasiado rápido pudiendo conducir al sistema a un colapso, es necesario el uso de un método de control lo suficientemente rápido para garantizar el sincronismo del sistema. Así, como es necesario evaluar la tolerancia a grandes perturbaciones y proponer una acción de control, se utilizará el cálculo del Centro de Inercia (encontrado en la literatura como COI), para predecir condiciones propensas a la inestabilidad angular. Esto permitirá caracterizar el sistema y diseñar un EPE, el cual será utilizado en el periodo pos-transitorio como control de emergencia. Asimismo, la necesidad del método basado en un índice de

cambio de energía cinética llamado RACKE (por sus siglas en inglés: Rateo of Change of Kinetic Energy), el cual permite establecer mediante un control en lazo cerrado que el sistema opere de manera estable y el tiempo exacto de una acción de control. El control de emergencia estará compuesto de los métodos clásicos como la desconexión de generación y deslastre de carga. Sin embargo, será necesario encontrar los ajustes necesarios de los parámetros a controlar, puesto que uno de los objetivos de esta investigación es no retirar completamente una planta de generación o una carga (es decir, la cantidad de energía a despejar).

Por otro lado, como en los análisis será utilizada la variable de velocidad angular sincronizada, y teniendo en cuenta que esta medida es normalmente estimada en los estudios de estabilidad transitoria, será demostrado como obtener la medida en un modelo a escala de un generador síncrono. Para tal fin se utilizó una unidad de procesamiento y un sensor óptico lo suficientemente rápidos que pueden detectar cambios mínimos en el eje del generador, así como el uso de la constelación de satélites existentes para sincronizar la medida.

4.1 Datos de velocidad angular (ω) sincronizada.

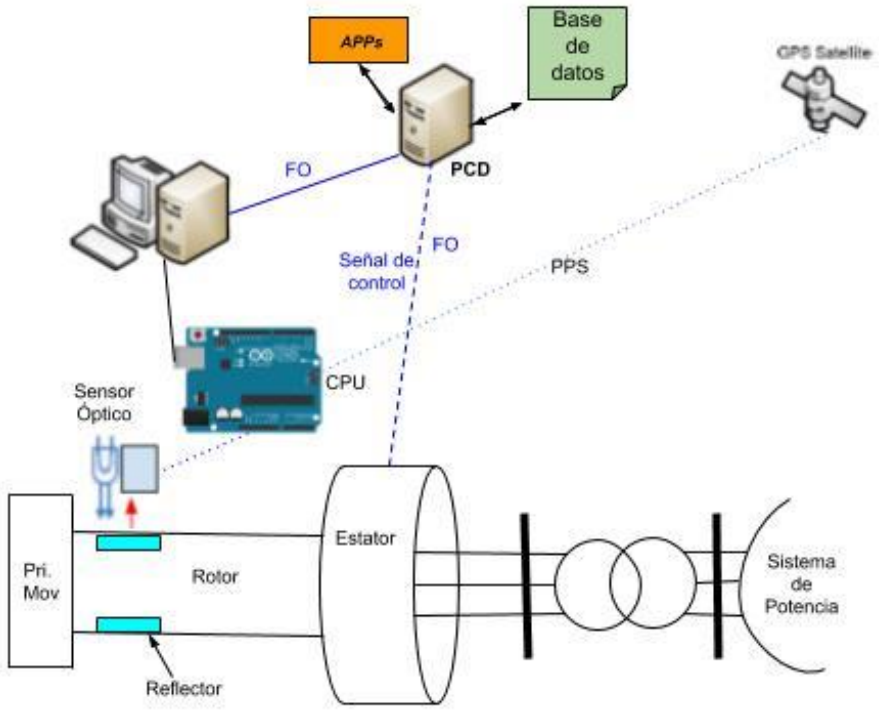
El dispositivo diseñado y presentado en este trabajo se utilizó para medir y sincronizar la velocidad angular del rotor (**ω**) directamente del eje de rotación de un generador síncrono, lo cual puede llevar a mejorar o diseñar nuevas aplicaciones beneficiosas para la estabilidad y control de los SEP como se mostrará en secciones posteriores.

Con el uso de un fototransistor siemens SHF-309, el tiempo de sincronización de la constelación de satélites existente, y un haz de luz rojo (luz laser) es posible crear un dispositivo preciso y rentable para medir esta variable. Además de que es un dispositivo completamente desacoplado del eje del rotor, el cual no se verá afectado por las vibraciones del generador que pueden llevar a cálculos erróneos o falsos.

4.1.1 Arquitectura propuesta de velocidad angular sincronizada.

El dispositivo propuesto se compone principalmente diversas etapas, como: etapa de medición de la señal velocidad angular del rotor del generador, etapa de sincronización mediante la información del SSNG, en este caso el GPS, el respectivo procesamiento de señales para cálculo de ω sincronizada, y finalmente la etapa de envío de la información resultante mediante el protocolo de comunicaciones UDP. En la Figura 4-1 se presenta la arquitectura propuesta para la medición de la variable.

Figura 4-1: Arquitectura propuesta para medida de velocidad angular sincronizada.



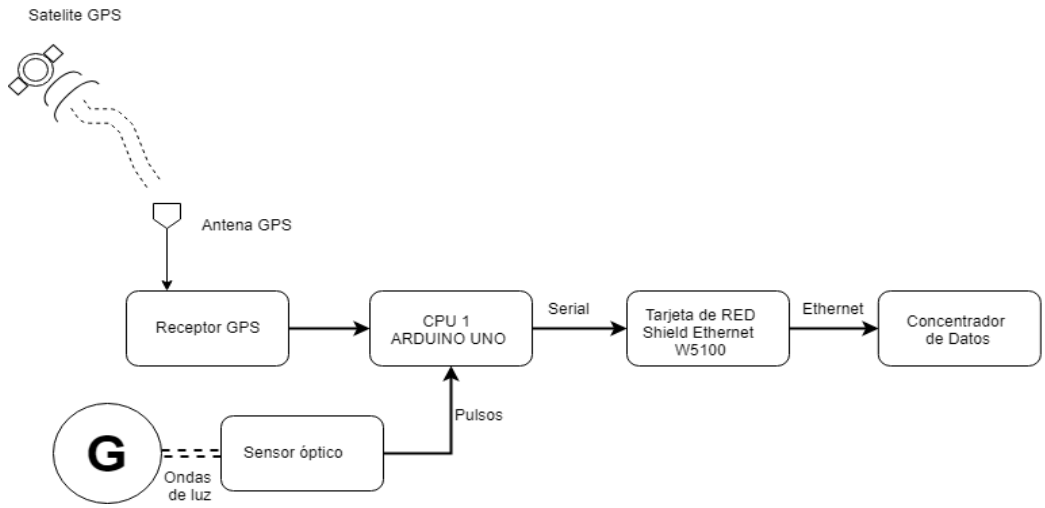
Como se observa en la Figura 4-1 la velocidad angular de la máquina síncrona se mide directamente sobre el rotor, en el cual se ubican una serie de muestras reflectantes que reflejan un rayo de luz láser, el cual incide sobre un sensor óptico equipado con un fototransistor Siemens SFH 309 cuyo tiempo de respuesta es de 7μs [57], este se encarga de captar la señal reflejada y mediante un circuito transistorizado se obtienen los pulsos

digitales para que la CPU del sistema (tarjeta ARDUINO UNO), lo cual genera interrupciones y el cálculo la velocidad angular mediante la ejecución de un algoritmo. Y junto con la información del SSNG la sincronización de la medida es realizada.

4.1.2 Hardware utilizado.

Para medir la velocidad angular sincronizada fue utilizada una aplicación con microprocesadores. El sistema está compuesto de dos unidades de procesamiento separadas (ARDUINO UNO y una Shield ethernet W5100), una antena GPS receptora [58], y un sensor óptico como se observa en la Figura 4-2. La información recibida por la antena GPS es interpretada por el ARDUINO UNO y filtrada posteriormente, puesto que solo es necesario para esta aplicación la fecha y hora. La unidad de procesamiento de ARDUINO UNO tiene la tarea de mantener la sincronización del tiempo, interpretar los flancos generados por el sensor óptico, hacer el respectivo cálculo de ω, colocar una estampa de tiempo, y producir el mensaje en palabras para el respectivo protocolo a utilizar, en este caso UDP. La tarea del segundo procesador (Shield ethernet W5100) es enviar la información a través del protocolo previamente mencionado. El proceso es separado debido a que ARDUINO UNO no tiene la capacidad de enviar datos. Sin embargo, el procesador Shield Ethernet W5100 esta específicamente diseñado para ARDUINO UNO.

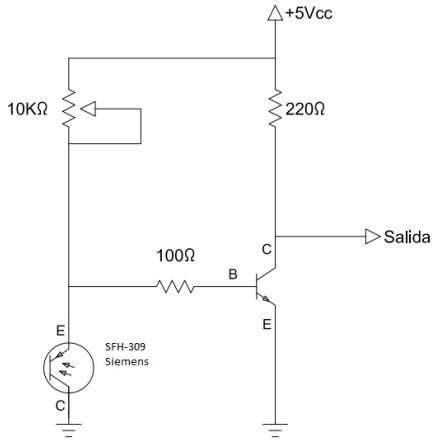
Figura 4-2: Hardware para medición de velocidad angular sincronizada



4.1.3 Sensor Óptico

El sensor diseñado para medir **ω** se compone de dos resistencias 10KΩ (R1,R2), una resistencia de 220Ω (R3), un transistor 2n3904 (Q1) y un fototransistor Siemens SFH-309 (QR) cuyo tiempo de respuesta es de 7μs [57], como el circuito que se observa en la Figura 4-3. Cuando el fototransistor es polarizado, hará que se genere una tensión de $5V_{cc}$ en el punto de salida, lo cual será interpretado como un flanco de subida (pulso digital)) por la CPU, el cual provocará la respectiva interrupción e inicio del algoritmo para el cálculo de la variable.

Figura 4-3: Sensor Receptor fototransistor.

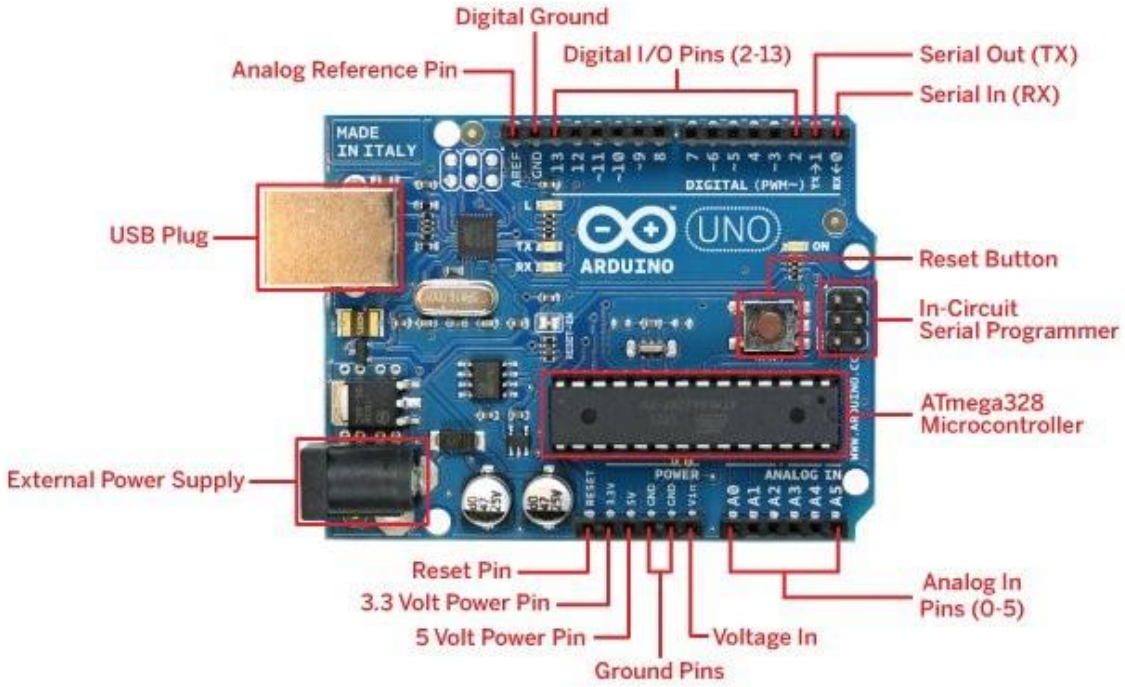


4.1.4 CPU ARDUINO UNO

Como se ha mencionado anteriormente para este trabajo se utilizó la unidad de procesamiento ARDUINO UNO, en la Figura 4-4 se presentan algunas características. Esta es una placa electrónica donde viene montado un microcontrolador AVR con todo lo necesario para realizar su programación, específicamente un microcontrolador ATMEGA328P (Es decir, un circuito integrado programable, capaz de ejecutar las órdenes que están almacenadas en su memoria). Las placas Arduino se conectan al ordenador mediante un cable USB para poder programarlas, alimentarlas y hacer las respectivas pruebas; una vez que ya se tiene la placa programada se puede desconectar del ordenador y hacerla trabajar con una fuente de alimentación. Asimismo, se pueden crear variables, funciones, cadenas, punteros, clases, todo lo que se puede hacer en C++, con la única diferencia que en este caso está dirigido al microcontrolador que vienen integrado en la

placa Arduino. La tarjeta cuenta con diversos pines que pueden funcionar como entradas salidas digitales, entradas analógicas, alimentaciones, salidas PWM y comunicación.

Figura 4-4: características de placa ARDUINO UNO (tomada de [59])



Otras características detalladas de la placa ARDUINO UNO se muestran en la Tabla 4-1. Más especificaciones sobre esta CPU pueden ser encontrados en [60].

Tabla 4-1: Características de la placa Arduino.

Ítem	Característica
Microcontrolador	ATmega328P
Tensión de Operación	5V
Pinnes Digital I/O	14 (of which 6 provide PWM output)
Corriente DC por Pin I/O	20mA

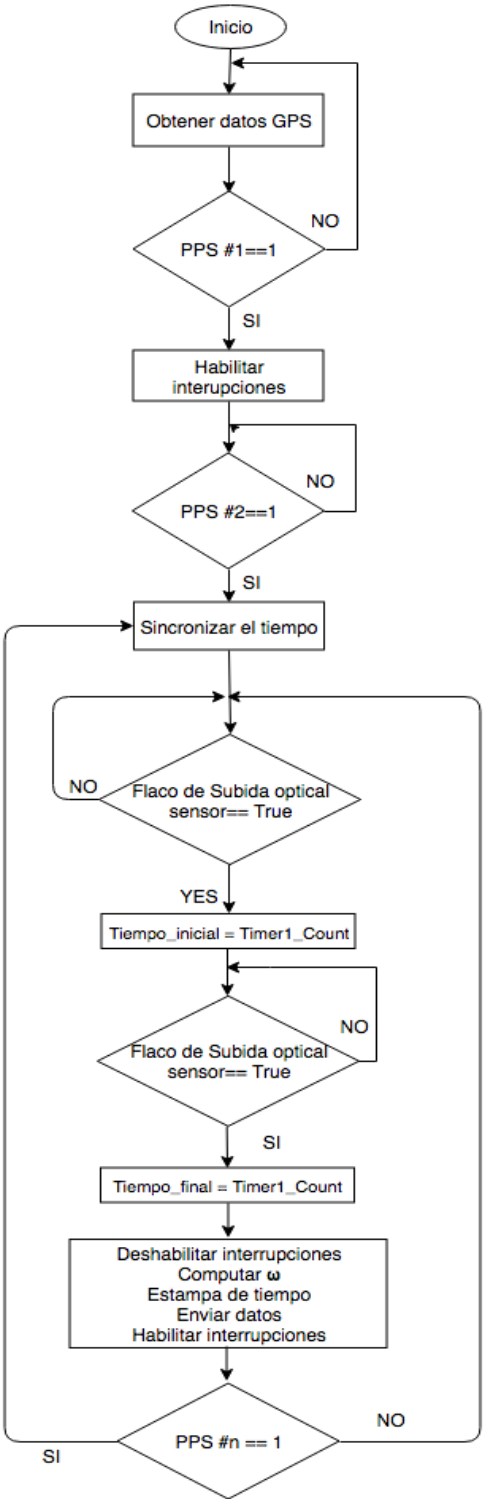
Memoria flash	32 KB
Reloj interno	16MHz

El software de programación de Arduino es libre y tiene un lenguaje de programación basado en C/C++ con sus propias funciones. El algoritmo consta de dos zonas bien diferenciadas llamadas el *void setup*() {} y el *void loop*(){}; en el *setup* se indicaran como trabajarán los pines, los registros, valores iniciales, todo aquello que no se repetirá, mientras que en void *loop* se encontrará lo que se hará en el ciclo de programa o ciclo de trabajo del Arduino. Es decir, todo aquello que se repetirá en el ciclo del programa.

4.1.5 Algoritmo de sincronización y medida de velocidad angular

Para determinar la velocidad angular sincronizada se conectan a los Pines 2 y 3 del ARDUINO UNO, el módulo GPS y el sensor óptico, respectivamente. Una vez se capte el primer pulso PPS (Pulso Por Segundo) y la información necesaria como hora y fecha, solo será necesario la interrupción generada por el PPS para el cambio de hora y la respectiva sincronización. A partir del segundo PPS se produce una interrupción en la tarjeta ARDUINO UNO que habilita el cálculo de la velocidad, la cual espera las interrupciones generadas por el sensor óptico, dando lugar al cálculo de la velocidad angular. Posterior a obtener el valor de la variable, se transmite la información sincronizada con su respectiva estampa de tiempo y envío de datos utilizando el protocolo UDP, protocolo implementado por medio de la Ethernet Shield W5100 diseñada para CPU ARDUINO UNO. En la Figura 4-5 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo implementado, y en la Figura 4-6, la lógica utilizada por los pulsos digitales, los cuales son interpretados como interrupciones por la CPU ARDUINO UNO.

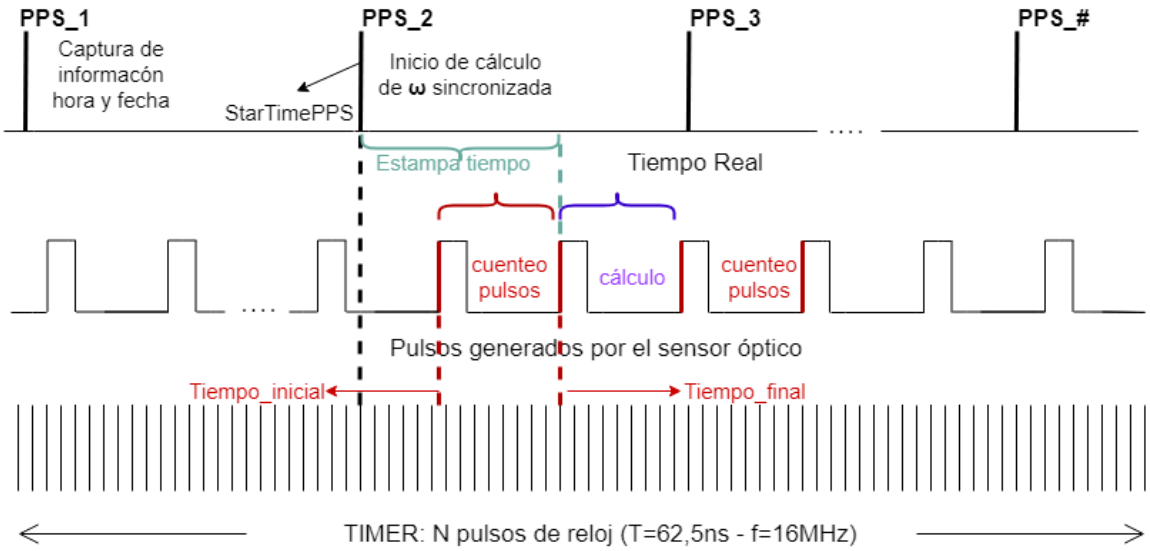
Figura 4-5: Diagrama de flujo del Algoritmo



Es de resaltar que los valores del registro *TCNT1* serán los utilizados para los cálculos de **ω** y su respectiva sincronización. Así, una vez es encendida la tarjeta ARDUINO UNO el conteo del TIMER1 (en el registro *TCNT1*) del microprocesador inicia su tarea de contar el número de pulsos del reloj interno el cual tiene una frecuencia de 16MHz (o sea, cada pulso es igual a un tiempo de 62.5 nanosegundos).

En la Figura 4-6 se muestra de manera gráfica la forma de sincronizar la medida de velocidad angular a través de interrupciones. Allí, el microcontrolador espera la información del GPS (fecha, hora, longitud, latitud y PPS) junto con el primer PPS. Dado que la información enviada por el GPS tarda unos cientos de milisegundos, esta no puede ser recepcionada cada vez que se genera un PPS. Por lo tanto, en el primer pulso PPS se recibe esta información y se filtra la fecha y la hora. Una vez obtenidos estos datos, se descompone el dato de la hora en sus respectivas partes (hora, minutos y segundos) y cada vez que se reciba un PPS este dato será sincronizado. Sin embargo, es necesaria una estampa de tiempo para la variable de velocidad angular, esta estampa es calculada de la siguiente manera: a partir del PPS_2 (ver Figura 4-6), el cual genera una interrupción y activa los cálculos de velocidad angular, se sincroniza el tiempo y se toma el tiempo transcurrido por el *TIMER1* asignando su valor a una variable llamada *startimePPS*; luego se espera por los respectivos pulsos del sensor óptico, y con el valor de la variable *Tiempo_final* se calcula el tiempo transcurrido entre el PPS y el cálculo de la velocidad angular en ese instante, valor que hace referencia a la estampa de tiempo en milisegundos (ms).

Figura 4-6: Esquema grafico de pulsos para medida de velocidad angular de rotor sincronizada



Una vez activado el algoritmo de cálculo de velocidad angular se espera por la primera interrupción en el Pin3 (Ver Figura 4-4) de la tarjeta debido al flanco de subida generado por el sensor óptico, asignándole un valor a una variable *Tiempo_inicial* (Este valor corresponde al valor de registro *TCNT1)* en ese instante. Posteriormente la CPU espera una nueva interrupción (En el Pin3) a la cual se le asignará el nuevo valor del *Timer1* en ese instante (registro *TCNT1*), a la variable *Tiempo_final*. Después de que estas dos variables tienen su respectivo valor, todos los eventos dependientes del tiempo han sido contabilizados. En ese instante, una función del microprocesador llamada *detachInterrupt* deshabilita las interrupciones y procede al cálculo de la velocidad angular, definida (39), una explicación más detallada del uso de interrupciones y del Timer de la CPU ARDUINO UNO es encontrada en [61]; el resto de la lógica del valor medido se completa creando una palabra o mensaje que será enviado mediante el protocolo UDP utilizado.

$$\boldsymbol{\omega = 2\pi f_m * \rho} \tag{39}$$

Donde $\boldsymbol{f_m}$ es la frecuencia mecánica, en este caso, la del rotor de la máquina sincrónica. Y ρ es el número de par de polos. Para determinar la velocidad angular, primero se calcula la frecuencia mecánica de la siguiente manera:

Se calcula la diferencia de pulsos entre dos flancos de subida sucesivos de la señal del sensor óptico como se muestra en (40).

$$\boldsymbol{Npulsos = Tiempo_final - Tiempo_inicial} \tag{40}$$

Es de resaltar que la frecuencia de reloj de la CPU utilizada es de 16 MHz como se menciona en la Tabla 4-1. Por lo tanto, el tiempo transcurrido entres dos pulsos esta dado por (41). Sin tener en cuenta el error del jitter en el oscilador.

$$\boldsymbol{TiempoPulso = \frac{1}{16MHz} = 62.5ns} \tag{41}$$

Entonces, el tiempo o periodo correspondiente al transcurso de los flancos sucecivos generados por el sensor óptico, está dado por:

$$\boldsymbol{Periodo = Npulsos * TiempoPulso} \tag{42}$$

Ahora, es posible obtener la frecuencia mecánica:

$$\boldsymbol{f_m = \frac{1}{M * Periodo}} \tag{43}$$

Donde $\boldsymbol{M}$ es el número de reflectores ubicados en el rotor. De esta manera, reemplazando (43) en (39), se obtiene el valor de la velocidad angular.

4.1.6 Algoritmo de envío de datos con protocolo UDP

Para este proceso de envió de datos, se utilizaron las librerías ethernet.h y ethernetUDP.h, las cuales están incorporadas en el entorno de desarrollo de ARDUINO, además de las palabras claves definidas por estas librerías para la apertura del protocolo UDP, envío de datos y finalización del proceso. Para la recepción de datos se utilizó el software Processing 3 y el correspondiente *sketch.* El código completo del entorno de ARDUINO es presentado en el ANEXO1 y el código para la recepción de datos del entorno de

Processing3 es presentado en el ANEXO 2. Y los resultados son presentados en la Sección 5.1.

4.2 Detección de pérdida de sincronismo y Esquema de Protección Especial.

Con el creciente despliegue e incremento de sistemas de comunicación veloces, así como de dispositivos de respuesta rápida, es posible ahora utilizar estas tecnologías hacia un enfoque coordinado e inteligente para mejorar la estabilidad angular de los SEP mediante el desarrollo de esquemas de control de emergencia (llamados en este documento EPE), adecuados para todo el sistema.

Uno de los propósitos de la estabilidad transitoria es la detección de una posible pérdida de sincronismo de una máquina síncrona, planta de generación o en el peor de los casos el colapso parcial o total del SEP. De manera que es necesario mantener los ángulos relativos de barra y de rotor lo más cerca posible al centro de inercia, es decir, por debajo de un umbral predefinido.

El comportamiento dinámico de los SEP durante la estabilidad transitoria es definido mediante las ecuaciones del (18) al (34) [38]. La solución de estas ecuaciones representa la dinámica del SEP en el dominio del tiempo y permite determinar la respuesta de todas las variables de estudio (es decir: δ_i y ω_i). Sin embargo, encontrar alguna solución durante operación en línea ha demostrado ser bastante ineficiente debido a que estas técnicas son computacionalmente demandantes y requieren bastante memoria para predecir y evaluar el comportamiento dinámico en tiempo real la operación del SEP. Además, para encontrar una buena solución, es necesario conocer en detalle la topología de la red eléctrica.

En esta investigación para predecir la pérdida de sincronismo utiliza una característica de umbrales de ángulos relativos predefinidos (UARP) con simulaciones fuera de línea, los cuales son obtenidos para representar el límite máximo y mínimo que los ángulos relativos (AR) pueden alcanzar después de una contingencia. Entonces, el COI y los AR son

calculados continuamente en línea para evaluar el comportamiento dinámico del SEP. Así, un índice es propuesto para evaluar cuan cercanos están los AR de los límites.

El método propuesto se basa en el hecho de que las PMUs son instaladas en todas las barras donde se encuentra una planta de generación. Así, sus medidas están disponibles. El procedimiento se divide en dos partes, la computación fuera de línea mediante simulaciones que tiene varios pasos:

- Localización de fallas en diferentes líneas del sistema
- Porcentaje de línea donde es la falla
- Cambios de carga
- Generación responsable (unit commitment),
- Obtener los ángulos de barra (los cuales son similares en oscilación al ángulo de rotor) y calcular el COI
- Calcular el AR de cada barra del generador
- Formación de una base de datos y obtener el UARP límites

Y la computación en línea y en tiempo real que se basa en las medidas de las PMUs, tiene los siguientes pasos:

- Obtener las medidas de los ángulos de barra
- Computar el COI y el AR de cada barra (área) en cada muestreo, actualizarlos y compararlo con el UARP (límite)
- Si el límite es superado tomar alguna acción de control para evitar la pérdida de sincronismo

En esta investigación, se encontró que el sistema era posible descomponerlo en varios subsistemas o zonas, los cuales determinaban el comportamiento del sistema de acuerdo en donde ocurría la falla en el sistema

4.2.1 Cálculo del Centro de Inercia y Ángulos Relativos

Cuando ocurre una falla, la potencia eléctrica del sistema cambia mientras que la potencia mecánica mantiene constante o sus cambios son muy pequeños, instantáneamente se produce una diferencia entre el toque electromagnético y el torque mecánico, resultando en un incremento/decremento de la velocidad del rotor de los generadores. Todo esto genera aperturas angulares entre las plantas de generación con una variación altamente no lineal, en el cual, el comportamiento dinámico del SEP durante la estabilidad transitoria es determinado con las ecuaciones presentadas en la sección 2. Sin embargo, este comportamiento es determinado por medio de una máquina de referencia (SLACK) [5]. Existe una segunda opción y es a través del uso del ángulo del centro de inercia (COI) como ángulo de referencia, ya que este representa el movimiento promedio y armónico del sistema entero, este tiene la ventaja de ser más simétrico y fácil de manejar en términos de trayectorias y pendientes. Esto resulta en un cambio en los AR, los cuales pueden ser calculados y utilizados para determinar una referencia similar con el uso del COI, y subsecuentemente, el índice de estabilidad para predecir la pérdida de sincronismo durante eventos transitorios.

Actualmente, desde la perspectiva de predicción de estabilidad en línea, es complejo analizar el comportamiento dinámico del sistema como un todo. Sin embargo, es posible alcanzar una trayectoria característica de los generadores mediante simulaciones y datos en tiempo real a corto plazo, así como la información de prioridad del ángulo de fase de la barra suministrado por la PMU para identificar cuando las trayectorias de ángulo de rotor se alejan a causa de la pérdida de sincronismo.

El ángulo de fase y la diferencia de fase relativa puede cambiar significativamente en los SEP, lo cual es determinado por la transferencia de potencia y la disponibilidad de líneas de transmisión en el sistema. La predicción de pérdida de sincronismo entre generadores cuando el sistema estar sujeto a una perturbación puede ser observada a través de las variaciones de ángulo de rotor [62]. El ángulo de rotor es calculado con respecto a una máquina de referencia. Sin embargo, este puede ser calculado con respecto al AR del SEP. Lo cual es una transformación común usada para análisis de estabilidad transitoria.

Para un sistema que contiene múltiples máquinas, la pérdida de sincronismo se puede predecir utilizando los AR. El COI es un índice asociado a cada área basado en una inercia equivalente y un ángulo representado por un grupo de generadores de un área [4]. El COI es útil porque describe el comportamiento transitorio del ángulo con respecto al AR del sistema y no solo de una máquina de referencia [6][38]. El COI también tiene la ventaja de ser más simétrico y armónico en términos de identificar las trayectorias angulares debido a que la planta de generación o área puede perder sincronismo con respecto al SEP y esto podría no ser detectado por los relés de protección.

Asumiendo que todos los generadores de un área oscilan de manera coherente, una máquina equivalente puede ser obtenida con una precisión adecuada [4]. La formulación del COI es calculada por medio de (44), usada para determinar la estabilidad, donde δ_i es el ángulo de rotor del i-esimo generador con respecto a la máquina de referencia, H_i es la constante de inercia de generador i, H_j es la inercia equivalente del área y δ_{COI-j} es el centro de inercia[9] de cada área.

$$\delta_{COI-j} = \frac{\sum_{i=1}^{m} H_i\, \delta_i}{H_j}, \tag{44}$$

Donde

$$H_j = \sum_{i=1}^{m} H_i\,, \tag{45}$$

Sin embargo, dada la dificultad para obtener el ángulo interno de rotor de los generadores y considerando que este cálculo consume tiempo y memoria para obtener un resultado durante el corto tiempo de la estabilidad transitoria, en este trabajo, se utiliza el ángulo de terminales del generador, el cual es el ángulo de fase de tensión medido por la PMU en la barra donde es acoplado, como en la referencia [32], ya que la oscilación angular es cercana entre el ángulo interno del generador y del ángulo de tensión de fase. Considerando que los SEP tienen r áreas, el COI del sistema puede ser calculado a partir

COA[9] También conocido en la literatura como Centro Angular, y tratado indistintamente en este documento

de (46) [38]. El termino H_T es la inercia total del SEP y $\delta_{COI-SIST}$ es el centro de inercia del sistema.

$$\delta_{COI-SIST} = \frac{\sum_{i=1}^{r} H_j \, \delta_{COI-j}}{H_T} \tag{46}$$

Finalmente, el AR de cada área $\hat{\theta}_i$ con respecto al COI del sistema es definido como en (47), así:

$$\hat{\theta}_i = \delta_{COI-j} - \delta_{COI-SIST} \tag{47}$$

Después de detectar la inestabilidad en tiempo real, el próximo paso es encontrar áreas débiles que deben ser controladas para prevenir la pérdida de sincronismo y asegurar la operación estable del sistema. Así, con la computación de $\delta_{COI-SIST}$ en (46) y el AR de cada área como en (47), el comportamiento de cada área puede ser monitoreado, ya que el AR de un área puede alejarse del centro de inercia del SEP ($\delta_{COI-SIST}$), lo cual representa una aceleración/desaceleración, que debe ser controlada.

4.2.2 Umbrales de ángulos relativos predefinidos (UARP) para áreas débiles.

La formulación de AR es usada para calcular los valores máximos y mínimos del ángulo de cada área, o UARP. Este es realizado por simulaciones de diversas perturbaciones en el SEP e identificando márgenes de estabilidad a través de un umbral máximo $\hat{\theta}_{max}$ (UARP_{max}) y un umbral mínimo $\hat{\theta}_{min}$ (UARP_{min}), dentro del SEP que permite una operación confiable y segura. Dado que el UARP_{max} y UARP_{min} son determinados mediante diversas simulaciones, estos son expresados mediante (48) y (49). El termino $\hat{\theta}_{ij}$ es el AR de cada zona, el termino $\hat{\theta}_{max-i}$ es el valor de AR máximo promediado determinado para el área i del sistema después de la evaluación de las perturbaciones, $\hat{\theta}_{min-i}$ es el mínimo valor de AR promediado determinado para el sistema después de la perturbación, *i = 1, 2,…n* representa cada área evaluada y *j = 1, 2,…m* representa cada zona de perturbación evaluada.

$$\mathrm{UARP}_{\max-i} = \hat{\theta}_{max-i} = Max(\hat{\theta}_{ij}), \tag{48}$$

$$\mathrm{UARP}_{\min-i} = \hat{\theta}_{min-i} = Max(\hat{\theta}_{ij}), \tag{49}$$

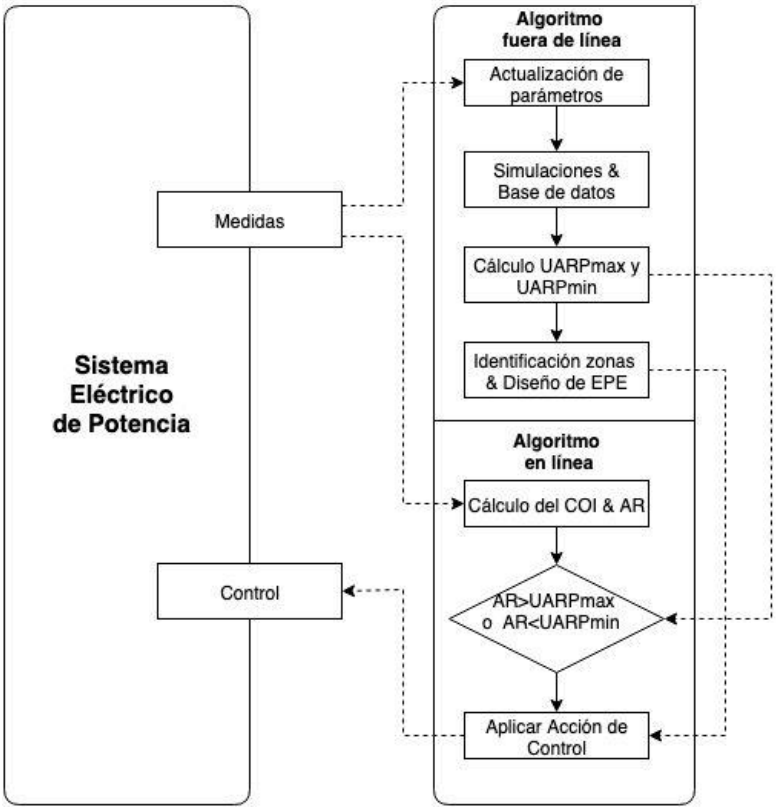
Cuando el AR de un área es mayor que $\hat{\theta}_{max-i}$, se interpreta que el área i se separa de la red eléctrica debido a la aceleración de dicha área y debe ser aislada o controlada para no propagar la inestabilidad al resto del sistema y la pérdida de sincronismo. Dado que el aislamiento del área debe ser la última acción a considerar, la desconexión de generación es realizada en el área para controlar la variación y evitar alcanzar una zona inestable [63]. Asimismo, cuando el AR de un área decrece más allá del valor predefinido por $\hat{\theta}_{min-i}$, una separación del área i es vista desde el comportamiento angular. Igualmente, el aislamiento de esta área debe ser la última acción de control a considerar, en este caso, el deslastre de carga es usado para balancear el generador que no tiene la misma tasa de velocidad del resto del sistema para mantener el sincronismo. Dicho de otra manera, si el AR de un área supera un umbral definido, denota una aceleración o ralentización del área i con respecto al marco del centro de inercia; por lo tanto, debe ser controlado por medio de la desconexión de una porción de generación o un deslastre de carga respectivamente para mantener el balance de energía del sistema y así la estabilidad.

4.2.3 Algoritmo de monitoreo y predicción de estabilidad transitoria.

En la Figura 4-7 se muestra el diagrama de la metodología aplicada en esta sección. El algoritmo tiene dos procesos que son realizados para monitorear y predecir la estabilidad transitoria: una solución fuera de línea y un enfoque en línea. Ambos procesos leen datos desde el SEP, se crea una base de datos, define umbrales, se diseña un EPE, se detectan el problema de inestabilidad que será resuelto con otro índice presentado en la sección 4.3. finalizando con una acción de control en un tiempo preciso. Las medidas en el SEP son llevadas a cabo ubicando PMUs en diferentes barras. Para realizar las simulaciones fuera de línea, el monitoreo y la predicción en línea, las PMUs localizados en la red son divididos en dos grupos y ayudan a calcular los parámetros y variables necesarias para el proceso. El primer grupo de PMUs, se localiza en diferentes nodos de la red, ayudan a identificar los estados de los elementos, topología de la red y actualiza parámetros para las simulaciones fuera de línea, y el cálculo de UARP_{max} y UARP_{min}. El segundo grupo de

PMUs es localizado en las barras donde el COI y AR de los generadores y áreas pueden ser calculados para monitorear continuamente la estabilidad transitoria y predecir oscilaciones que exceden los límites y llevar el sistema a un estado inestable e inseguro.

Figura 4-7: Diagrama de flujo del algoritmo para predecir la estabilidad transitoria



4.2.4 Algoritmo fuera de línea.

El algoritmo fuera de línea tiene dos pasos, a) identificación de áreas y computación de umbrales utilizando el COI y AR, y b) diseño y armado secuencial de un esquema de protección especial que será utilizado en el sistema en diferentes localizaciones de la red en estado de emergencia para mantener una operación estable y segura.

Este algoritmo inicia actualizando los parámetros desde la red eléctrica a través de medidas del SEP. Entonces, simulaciones fuera de línea de diferentes eventos que pueden representar un riesgo en la operación son realizadas. El UARP_{max} y el UARP_{min}son

entonces calculados a través de múltiples simulaciones, almacenando los ángulos de tensión para calcular los ARs y compararlos con los datos obtenidos desde las PMUs; así, con estos valores, el AR y la estabilidad transitoria puede ser monitoreada.

Un estudio de pos-contingencia N-1 es realizado por medio de simulaciones dinámicas con una función de probabilidad de ocurrencia de falla igual para todas las líneas de transmisión, también como variaciones nodales de carga. Los resultados son almacenados en una base de datos considerando cada escenario de simulación para calcular los AR de cada área, el UARP_{max} y el UARP_{min} del sistema.

Dado que este trabajo se enfoca en un estudio de área amplia pos-contingencia para operación en tiempo real, el análisis propuesto solo cubre horizontes de planeación y operación a corto plazo, estudios de planeación y expansión no son considerados. Así, Las variables aleatorias del SEP como la topología de la red deben ser consideradas dentro de los horizontes de planeación y operación para reflejar la forma más real posible el comportamiento del SEP. Entonces, los siguientes datos deben ser considerados en las simulaciones: tipo de falla y apertura de la línea de transmisión, unidades de generación responsables, topología de la red, y estimación de carga. Por lo tanto, varios escenarios son propuestos en los estudios para asegurar la robustez en la base de datos y determinar los umbrales. Además, algunas consideraciones requeridas y modelos son incluidos en el estudio para información más realista, con respecto a la respuesta dinámica pos-contingencia del SEP, tales como:

- Cambios de carga: basado en los escenarios de operación, que consideran incrementos y decrementos de carga entre -10% y +10% de la carga nominal demandada.
- Unidades responsables (Unit Commitment): algunos generadores se consideran como generación constante y el balance de generación-carga se realiza mediante la modificación de generación en las demás máquinas.
- Función de probabilidad aleatoria P_{ale} $(5\% < \mathrm{P}_{ale} < 95\%)$ en las fallas en líneas de transmisión y localización. Esta es usada para generar números aleatorios y simular la distancia donde ocurre la falla en la línea de transmisión.

- Tipo de contingencia: cambios en la red que resultan en una variación topológica (fallas francas trifásicas, tiempo de despeje y apertura de la línea de transmisión).

Para cada escenario se corrieron los flujos de carga y se aseguró una operación estable. Entonces, fueron realizadas simulaciones dominadas en el tiempo para determinar los datos de la dinámica pos-contingencia y almacenar los resultados en una base de datos. Debido a que el fenómeno de estabilidad considerado en esta investigación es de corto plazo, una ventana de tiempo entre 2 y 8 segundos fue seleccionada debido a la rapidez de los cambios durante el evento.

4.2.5 Algoritmo en línea.

Con respecto al enfoque en línea, los ángulos de tensión obtenidos desde las PMUs son utilizados para calcular el COI y los ARs cada paso (muestreo), los cuales son usados para observar y estimar la estabilidad transitoria de la red y comparar con los umbrales calculados en las simulaciones (UARP_{max} y UARP_{min}). Entonces, el sistema supervisa continuamente si los AR pasan los límites con cada evento presentado en el sistema. Cuando un evento es asumido inestable, acciones de control son realizados para prevenir la pérdida de sincronismo de un área o del sistema.

4.2.6 Control de estabilidad angular.

El principal objetivo en la predicción del comportamiento de estabilidad transitoria es decidir y tomar acciones tempranas para prevenir la pérdida de sincronismo. Además, del objetivo de monitorear el sistema en una franja de lazo cerrado para evaluar si continuamente las acciones de control han sido lo suficientes o deben ser reforzadas [64]. Como se mencionó en las subsecciones anteriores, el sistema es continuamente monitoreado utilizando los AR y los umbrales predefinidos. Así, si el AR es más grande que el máximo valor del l UARP_{max} calculado en el proceso fuera de línea, entonces el ángulo aumentará a una velocidad mayor que el resto del sistema y la oscilación conducirá a la inestabilidad. Por lo tanto, parte de la generación debe ser desconectada de esta área. Ahora, si el AR es menor que el valor mínimo calculado de l UARP_{min} en el proceso fuera de línea, entonces el ángulo disminuye con un área que acelera a un ritmo menor que el resto del sistema y la oscilación causara la separación del sistema y la inestabilidad. Por lo tanto, el deslastre

de carga es la acción de control indicada a tomar en esta área. La desconexión de generación y el deslastre de carga que conformaran el esquema de protección especial propuesto es entonces activado una vez los valores mínimos y máximos del UARP son excedidos.

4.2.7 Esquema de protección especial (EPE)

El cálculo del EPE es fundamentado en la zona donde ocurre la perturbación, basado en el mayor ángulo relativo de cada área. El método de armado del EPE utiliza los datos de PMUs, se calcula el COI y el AR de cada área en tiempo real como se mencionó en la *sección 4.* Si el caso es inestable (o sea, son superados los UARP) es emitida una señal de control (activación del EPE) y el tiempo de acción de control se da cada vez que es superado $\boldsymbol{\eta}$ el cual es determinado por el índice RACKE**.** De otra manera, (AR < UARP) y la señal no es requerida.

La estimación de la acción de control es requerida, si el margen de energía es conocido. Entonces, las acciones de control pueden ser tomadas como lo es la desconexión de generación (cantidad y localización), frenado dinámico (valor de resistencia, localización y tiempo de duración), válvulas rápidas(localización, duración y porcentaje), entre otras [25]. En esta investigación se utilizará la desconexión de generación y el deslastre de carga que han sido utilizados para el control de estabilidad transitoria.

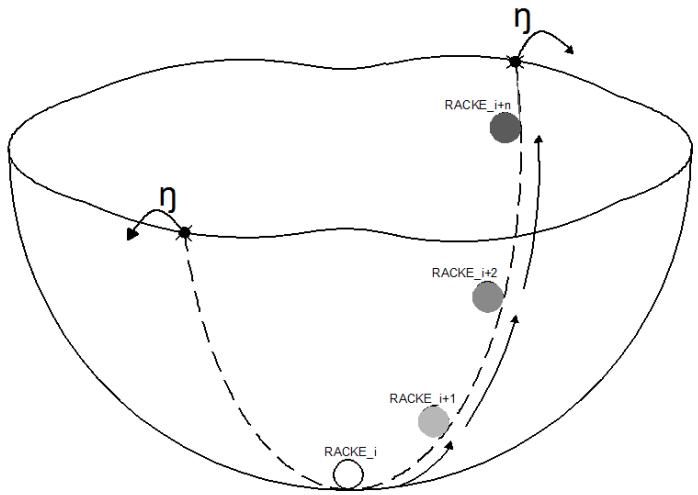
En la práctica, la desconexión de generación no es realizada por porcentaje especifico, sino por una unidad o múltiples son disparadas [25]. Como la intención es no desconectar toda una planta de generación, en esta investigación se suponen tres unidades de generación iguales en cada área de generación (planta de generación). Entonces, la acción de control consta de la desconexión de una unidad de generación (33%) o máximo 2 generadores (66%) del área cada vez que el RACKE posfalla supera el límite, en orden descendente desde el mayor hasta el menor ángulo relativo de cada área. Es decir, se desconectará el 33% de la siguiente área, las veces que sean necesarias para controlar el sistema y mantener el RACKE por debajo del límite especificado. Entonces, con el uso de la base de datos obtenida en el algoritmo fuera de línea y analizando los AR de cada área

es posible determinar zonas del sistema y el orden sistemático en el cual se tomará una acción de control “C_#” cuando ocurra en una respectiva zona del sistema.

4.3 Control de emergencia de estabilidad transitoria utilizando cambio de energía cinética (RACKE)

Este trabajo utiliza el método propuesto en [65], el cual involucra un índice de cambio de energía cinética llamado RACKE (Rate of Change of Kinetic Energy). Así, un nuevo criterio es propuesto para control de estabilidad transitoria en sistemas de potencia multimáquinas bajo el concepto de sistema de potencia adjunto, sin reducción del sistema, similar al trabajo propuesto en [66]. El sistema original es representado por un sistema virtual que representa todos los generadores como un sistema de masa-bola rodante dentro de una superficie, la cual tiene un límite que representa el área de estabilidad (bordes del recipiente), fuera de este límite es la región de inestabilidad. En este método, primero se llevan a cabo simulaciones para identificar tiempos de despeje de falla y márgenes de energía transitoria son computados utilizando el concepto de masa-bola rodante. Los bordes de la superficie tienen pequeñas variaciones de altura como se observa en la Figura 4-8 que podría representar el estrés del sistema durante la operación del día.

Figura 4-8: Bola rodante en el interior de un recipiente, basada en [5].



El criterio utiliza el RACKE, para el sistema de la bola rodante, el cual, es calculado a partir de las velocidades angulares sincronizadas de cada una de las máquinas del sistema obtenido por el método de medición propuesto aquí, ver sección 4.1.

4.3.1 Criterio de cambio de energía cinética RACKE

El criterio propuesto no impone limitaciones de modelamiento y estructura de la red, permitiendo una rápida evaluación de estabilidad y acción de control del sistema a partir de una sola variable, en este caso la velocidad angular bajo una perturbación. La energía cinética es un factor importante que afecta el sincronismo de los generadores interconectados en un SEP. El sincronismo depende de si o no la energía cinética puede ser convertida en diferentes formas de energía potencial y absorción por la red en la pos-falla [6]. Eso significa que, si la energía cinética que no es absorbida por el sistema no es mayor que el umbral establecido (límite), durante el periodo posterior al tránsito, el sistema perderá el sincronismo.

Como se menciona en la sección 2.4.1, una diferencia de torques genera una aceleración/desaceleración representado específicamente en (26). En esta se hacen asunciones como: despreciar pérdidas, despreciar torques de amortiguamiento, potencia mecánica constante durante transitorios [1]. Por otra parte, la energía cinética en estado estacionario de los cuerpos de rotación (turbinas) es representado por:

$$E_K = \frac{1}{2} I \omega_s^2 \tag{50}$$

Donde I es el momento de inercia (pu s) y ω_s es la velocidad angular síncrona (rad/s). Como se mencionó en la sección 2.5, se puede normalizar la energía cinética por medio de la constante de inercia H y obtener (24).

Tomando (24), y sabiendo que el cambio de energía cinética es dado por (51) [65]:

$$RACKE(t) = I\omega_s \frac{d\omega}{dt}, \tag{51}$$

Ahora, sustituyendo (25) en (51) se puede obtener el RACKE en cualquier instante de tiempo y dependiente de H, como se muestra en (52):

$$RACKE(t) = \frac{2H}{\omega_s}\left(\frac{\omega_i(t)}{\omega_s}\right)\left(\frac{d\omega}{dt}\right) \tag{52}$$

Donde $\omega_i(t)$ es la velocidad angular instantanea del $i - esimo$ generador. Debido a la dificultad de obtener la variable H de cada máquina y además de que esta variable puede variar en una planta, dependiendo del número de máquinas en funcionamiento, se introduce una notación aproximada en (53), tal como en [67][28], así:

$$RACKE(t) = \frac{2P_{m_i}}{\omega_s}\left(\frac{\omega_i(t)}{\omega_s}\right)\left(\frac{d\omega}{dt}\right) \tag{53}$$

Donde el término P_{m_i} es la potencia mecánica de entrada programada de cada generador, la cual, es igual a la P_e de la máquina en condiciones de operación estacionarias o justo en el momento antes de la perturbación y puede ser obtenida por medio del sistema WAMS (PMU). Como se mencionó previamente, la potencia mecánica durante el transitorio es considerada constante, o su variación es muy pequeña debido a su inercia y el error a introducir puede considerarse despreciable. Por lo tanto, la solución del cambio de energía cinética es dependiente únicamente de la velocidad de la máquina síncrona, pudiendo de esta manera ser computado para sistemas multimáquinas con baja carga computacional, a través de la sincronización de esta medida por medio de la constelación de satélites existentes (GPS, GALILEO, GLONASS, BEIDOU, Iridium), mediante señales PPS (Pulso por segundo).

4.3.2 Concepto de sistema masa-bola rodante como un solo cuerpo

La explicación del sistema virtualizado a una masa rodante es ilustrada en la figura 4-8. En él la bola representa el estado estacionario del sistema de potencia en un punto de equilibrio en el fondo de un recipiente. Cuando se inyecta energía cinética al sistema, la bola se moverá y comenzará a viajar a través de la superficie del recipiente en una dirección dependiente de las condiciones iniciales. La bola se detiene dependiendo de la energía cinética inyectada. El sistema será estable si logra convertir esta energía cinética en energía potencial antes de llegar a un límite y regresará a un nuevo punto de equilibrio.

Si la energía cinética supera un límite específico, probablemente el sistema entrará en la región de inestabilidad y no retornará a un punto estable.

4.3.3 RACKE para sistemas multimáquinas

Para la aplicación del método RACKE a sistemas multimáquinas en el análisis transitorio de SEP es conceptualmente similar a la bola rodante en un recipiente. En condiciones iniciales el sistema de potencia opera en un estado estacionario estable. Al momento de una falla, las máquinas del sistema se aceleran y gana energía cinética que es almacenada en el rotor de los generadores. A pesar de despejar la falla, algunas máquinas pueden continuar acelerando y almacenando energía cinética, alejando aún más el sistema de su punto de operación estable. El estado final del sistema depende del total de energía cinética absorbida/entregada por las máquinas en el periodo posfalla. Entonces, para una configuración de la red existe un máximo o una cantidad de energía critica transitoria que puede ser absorbida. Consecuentemente, al superar el umbral de energía crítica, alguna acción de control debe ser tomada.

La descripción del cambio de energía cinética de una máquina es representada por (54). Teniendo en cuenta el sistema virtualizado de la bola rodante en un recipiente, la energía cinética del sistema podría expresarse como el efecto de todas las máquinas, así:

$$RACKE(t)_{SIS} = \sum_{i=1}^{N} RACKE_i \tag{54}$$

$$RACKE(t)_{SIS} = \sum_{i=1}^{N} \frac{2P_{m_i}}{\omega_s}\left(\frac{\omega_i(t)}{\omega_s}\right)\left(\frac{d\omega}{dt}\right). \tag{55}$$

Donde el subíndice i representa la i-esima planta de generación y N es el número total de plantas de generación en el sistema (i =1, 2, 3, … , N). Para los análisis que se llevaran a cabo $\boldsymbol{\omega_s}$ es la velocidad de la máquina de referencia, entonces será $\boldsymbol{\omega_{SLACK}}$,. De esta manera (55) se transforma en:

$$RACKE(t)_{SIS} = \frac{2P_{m_1}}{\omega_{SLACK}}\left(\frac{\omega_1(t)}{\omega_{SLACK}}\right)\left(\frac{d\omega_1}{dt}\right) + \frac{2P_{m_2}}{\omega_{SLACK}}\left(\frac{\omega_2(t)}{\omega_{SLACK}}\right)\left(\frac{d\omega_2}{dt}\right)$$
$$++ \ldots \quad + \frac{2P_{m_N}}{\omega_{SLACK}}\left(\frac{\omega_N(t)}{\omega_{SLACK}}\right)\left(\frac{d\omega_N}{dt}\right). \tag{56}$$

Como consecuencia, el sistema virtualizado a una masa-bola rodante presenta un factor clave de estabilidad a través de la proyección de energía cinética del sistema, tal como se explicó en la sección 4.1. Además, tomando como la velocidad de referencia a la máquina SLACK permitirá saber cuándo la dirección se aleja angularmente una máquina y la acción de control adecuada.

4.3.4 Márgenes de estabilidad

Una de las características sobresalientes del método del RACKE propuesto es la posibilidad de controlar la estabilidad a través del margen de estabilidad $\boldsymbol{\eta}$, el cual es definido como el exceso de energía cinética absorbida por las máquinas sobre la energía cinética en estado estacionario y después de una falla.

$$\eta = RACKE(t)_{Post-Fault} - RACKE(t)_{Estacionario}. \tag{57}$$

Donde $\boldsymbol{RACKE(t)_{Estacionario}}$ es cero o muy cercano a cero dado que la desviación de velocidad $\left(\frac{d\omega}{dt}\right)$ es casi cero. Para un escenario de contingencia, el sistema es estable si $\boldsymbol{\eta < 0.1}$,lo cual, proporciona el límite de estabilidad. Análisis de simulaciones dominadas en el tiempo de trayectorias de $\boldsymbol{RACKE(t)_{Posfalla}}$ y a través de un Esquema de Protección Especial (EPE) con apropiada capacidad de disipación de energía en periodos de corto plazo es efectivo para mejorar la estabilidad del sistema en grandes y repentinas perturbaciones. Si la desconexión de generación es asumida en una planta de generación, la inercia, la potencia de entrada P_{m_i} y la reactancia transitoria son cambiadas mientras es calculado el RACKE y el respectivo margen de energía [25]. Así, un EPE con apropiada desconexión de generación actuará disipando la energía ganada en los generadores críticos que pueden perder sincronismo y llevar al sistema a un colapso total o parcial, y un apropiado deslastre de carga llevara a las plantas que se ralenticen para tener la misma tasa de velocidad para mantener el sincronismo con el sistema.

5. CAPITULO 5 Resultados

5.1 Resultados experimentales de velocidad angular $\boldsymbol{\omega}$ sincronizada.

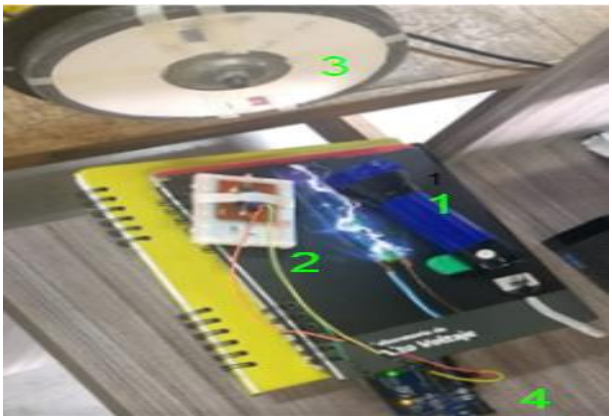
Para demostrar la efectividad y exactitud de la medida propuesta de $\boldsymbol{\omega}$ sincronizada a través del método propuesto en la sección 4.1. Ha sido llevado a cabo el montaje experimental en diversos rotores mecánicos de pequeñas máquinas síncronas, entre ellas un motor síncrono esmeril y un generador síncrono de 5KVA, en el laboratorio de máquinas eléctricas en la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

5.1.1 Resultados con motor síncrono esmeril.

Los primeros resultados que se obtuvieron se realizaron sin la sincronización de la medida. Es decir, solo se intentó medir la velocidad angular utilizando el algoritmo [61]. Previo al uso del sensor de la sección 4.1.3. se llevó a cabo la tentativa de obtener la medida con otro sensor óptico, en este caso el sensor *réflex E3F-R2N2*. Sin embargo, la velocidad de polarización era muy lenta en comparación a la velocidad de rotación y generación de pulsos ópticos; a partir de una frecuencia mayor a 20Hz no era posible obtener medida alguna. De manera análoga ocurrió para una fotorresistencia. Posteriormente a estos dos intentos fallidos, se construyó el sensor de la sección 4.1.3.

Ya implementado el sensor de la Figura 4-3 y utilizando el algoritmo para obtener la medida de velocidad angular propuesta en este trabajo, se realizó la medida sobre el eje mecánico de un motor síncrono con una característica de 3450 Rev/min (Esmeril). es decir, una $\boldsymbol{\omega} = \mathbf{361,2831}\ \boldsymbol{rad/s}$, teóricamente. Presentado en la Figura 5-1.

Figura 5-1: Montaje para medida de velocidad angular sobre un eje mecánico (1. Generador de luz laser, 2. Sensor fabricado, 3. Eje mecánico del esmeril, 4. CPU ARDUINO UNO).



En la Figura 5-2 se presentan los resultados que se imprimen en el monitor serial de entorno de trabajo ARDUINO para la prueba realizada sobre el esmeril. Donde Took es el número de pulsos de reloj contados entre dos interrupciones del sensor óptico (ver Figura 4-6), seguido del cálculo de velocidad angular y frecuencia mecánica. Nótese cómo el número de pulsos multiplicado por su equivalente en tiempo (Took*62,5ns) da como resultado el periodo T (p.e. 273630*62,5ns = 0,0171018ms), con el cual podemos calcular la frecuencia mecánica (1/T= 58,4731 Hz). De igual manera obtenemos la velocidad angular de la (39) la cual es 367,40 rad/s. Lo cual se observa en la fila dos de la Figura 5-2.

Figura 5-2: Impresión de información del monitor serial del entorno de desarrollo de ARDINO para velocidad angular del motor esmeril**.**

```
Took: 273608 counts. Angular velocity: 367.43 rad/s.  Frec: 58.48
Took: 273630 counts. Angular velocity: 367.40 rad/s.  Frec: 58.47
Took: 273646 counts. Angular velocity: 367.38 rad/s.  Frec: 58.47
Took: 273612 counts. Angular velocity: 367.42 rad/s.  Frec: 58.48
Took: 273618 counts. Angular velocity: 367.41 rad/s.  Frec: 58.48
Took: 273632 counts. Angular velocity: 367.39 rad/s.  Frec: 58.47
```

Teóricamente la $\boldsymbol{\omega}$ del esmeril debería ser 361.2831rad/s aprox. Sin embargo, esta desviado 1,67% del valor teórico teniendo en cuenta los valores obtenidos en la Figura 5-1. Donde la $\boldsymbol{\omega} = \mathbf{367,40}\, \boldsymbol{rad/s}$. Esto se debe la vida útil de la máquina, donde han

cambiado sus características de giro debido al uso, puesto que la polarización del sensor es de 7μs, es decir 2484 veces más rápido que un ciclo de giro del esmeril, suponiendo que solo tiene un reflector.

5.1.2 Resultados con generador de señales.

Para constatar la precisión del algoritmo y de la CPU utilizada, se utilizó también un generador de señales y registrar la frecuencia. En la Figura 5-3 se presentan los datos de una medida con un peridodo de 16ms (es decir, si fuera un generador tendria una $\boldsymbol{\omega} = \mathbf{392,699}\ \boldsymbol{rad/s}$**)**, producido por un *generador de señales* que crea los pulsos equivalentes al sensor óptico. De la misma manera fue calculada la velocidad angular que en la columna 5 de la Figura 5-1.

Figura 5-3: Impresión de información del monitor serial del entorno de trabajo de ARDUINO de velocidad angular para $\omega = 392.699\ rad/s$.

```
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:8-0.8158
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:8-0.8478
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:8-0.8798
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:8-0.9118
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:8-0.9438
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:8-0.9758
Velocidad: 392.77 rad/seg. 40319 20:24:9-0.0238
```

En este caso se tiene una desviación 0,018% (se esperaba un $\boldsymbol{\omega} = \mathbf{392,699}\ \boldsymbol{rad/s}$ para una onda de 16ms de periodo**)**, lo cual comprueba la precisión y exactitud de la CPU y el algoritmo utilizado. Además, nótese como la medida ya se encuentra sincronizada. En la columna 4 se encuentra la fecha de medición (4/marzo/ 2019) y en la columna 5, la hora GTM 20:24, seguido de los segundos y finalmente los milisegundos en la última columna. Además, obsérvese como entre dos medidas se encuentra una ventana de tiempo de 32ms exactamente, lo cual es el tiempo esperado, pues en 16ms se realiza el conteo de pulsos y en 16ms se realiza el respectivo calculo e impresión y envió de la medida, tal y como se explica en la sección 4.1.5. en la Figura 4-5 y 4-6.

5.1.3 Resultados con generador síncrono a escala.

Finalmente, la medida propuesta fue probada en una máquina sincrona de 5KVA y 1200RPM correspondiente a 60Hz ya que el generador es una máquina de tres pares de polos. La máquina fue accionada con un motor de inducción como movimiento primario, con la frecuencia mecanica de la máquina validada utilizando un tacómetro. En la Figura 5-4 se muestra el generador sobre el que se realizo el experimento y en la Figura 5-5 las placas caracteristicas de la máquina.

Figura 5-4: Generador síncrono 5KVA, 1200 RPM.

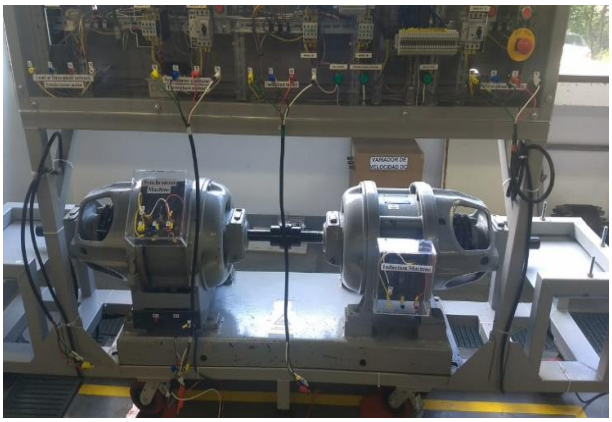


Figura 5-5: (a) Placa de generador síncrono, (b) placa de motor de inducción del movimiento primario del generador.

(a) *(b)*

En la Figura 5-6 se presentan los resultados obtenidos de acuerdo a la metodologia presentada en la seccion 4.1.6, implementando los respectivos algoritmos de los ANEXOS 1 y 2 por el monitor serial de ARDUINO y los datos enviados por el protocolo UDP al entorno del software Processing3, respectivamente.

Figura 5-6: Impresión de información del monitor serial del entorno de desarrollo de ARDUINO (lado izquierdo) y de Processing3 (lado derecho).

```
124.93 190319 21:27:58-0.7780
124.91 190319 21:27:58-0.8786
124.86 190319 21:27:58-0.9792
124.55 190319 21:27:59-0.0803
123.33 190319 21:27:59-0.2321
125.85 190319 21:27:59-0.3829
```

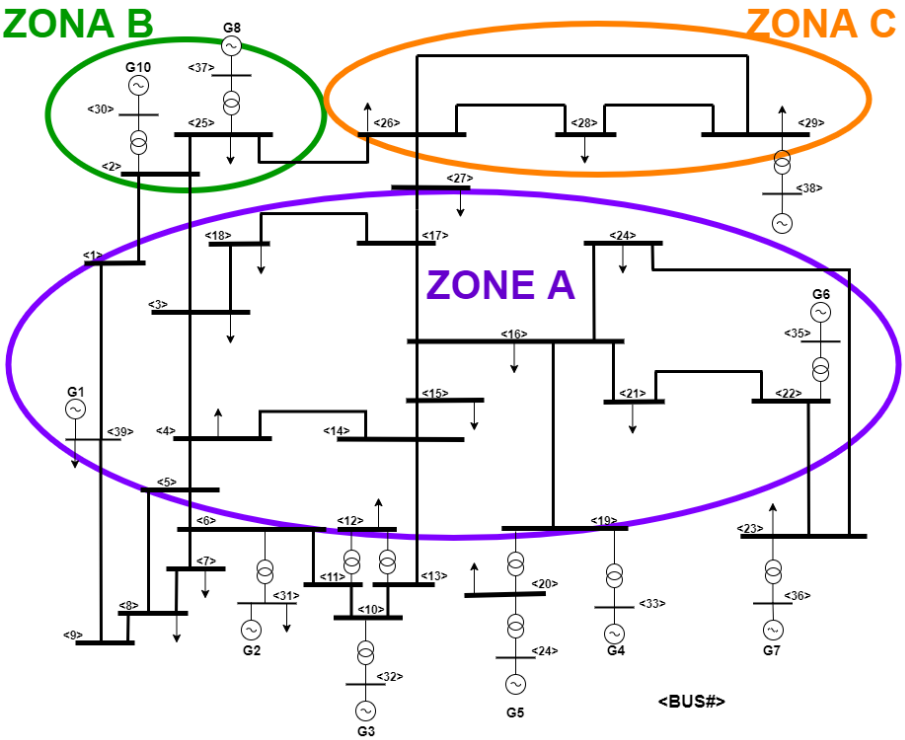
```
124.93rad/s 190319 21:27:58-0.778
124.91rad/s 190319 21:27:58-0.8786
124.86rad/s 190319 21:27:58-0.9792
124.55rad/s 190319 21:27:59-0.0803
123.33rad/s 190319 21:27:59-0.2321
125.85rad/s 190319 21:27:59-0.3829
```

Obsérvese como los datos obtenidos e impresos en por el monitor serial de Arduino son los mismos que interpreta e imprime en su recepción el software de Processing 3. En el ANEXO 3 se presenta resultados con una bastante precisión de una onda que genera pulsos con una velocidad de 120 rad/s aprox. Lo cual es equivalente en un generador de 1200RPM (tres pares de polos) a tener 6 reflectores en su eje mecánico (3 datos por ciclo mecánico). Es decir, se podrían imprimir un dato por cada ciclo eléctrico sin ningún problema.

5.2 Detección de pérdida de sincronismo y construcción de EPE en sistema de prueba IEEE 39-barras.

La metodología ha sido evaluada en el sistema de potencia de prueba IEEE New England 39-barras mostrado en la Figura 5-7. El sistema ha sido ligeramente modificado para satisfacer los criterios de seguridad N-1 y de acuerdo con el gran número de escenarios considerados en el estudio. Este SEP tiene 10 generadores, 39 barras, 12 transformadores, 46 líneas de transmisión y 19 cargas. Todos los generadores están en una potencia base de 1000MVA.

Figura 5-7: Sistema de prueba IEEE 39-barras New England.



Para los análisis transitorios fueron considerados simulaciones entre seis y ocho segundos máximos, cada generador (planta) representa un área que consta de tres unidades de generación, los ángulos de barra son usados para calcular el COI y los AR que monitorean cada área, el sistema tiene un UARP máximo y mínimo para monitoreas y predecir la inestabilidad. Los transformadores cercanos a las barras de generación no fueron considerados para llevar a cabo eventos debido a que fallas muy cercanas a una planta crearan una la pérdida de sincronismo de tal máquina.

Las PMUs fueron colocadas en las barras donde las plantas de generación fueron acopladas. Las PMUs no están localizadas en todas las barras debido a la gran cantidad de datos que podrían ser generados y aunque se encuentran en varios métodos de análisis y evaluación de estabilidad transitoria, esto no es fue practico como lo indica [4]. Puesto que hacer el análisis colocando PMUs en todas las barras podría requerir un método de

comunicación sofisticado debido a la avalancha de datos e información a analizar. Además, los análisis realizados en esta investigación mostraron que no fue necesario colocar PMUs inclusive en todas las barras donde las plantas de generación esta conectadas ya que algunas áreas oscilan coherentemente y con aperturas angulares muy similares a otras, como lo fue en el caso de investigación el área 7 y el área 5. La Figura 5-7 presenta tres diferentes zonas de oscilación coherente, las cuales con diferentes eventos mostraban la cercanía entre sus áreas.

Para el cálculo de los UARP, los datos pos-contingencia fueron primero generados con diferentes escenarios para la consideración dinámica de simulación con diversas condiciones. Para cada escenario la seguridad de la red durante el estado estacionario fue previamente determinado con simulaciones de flujos de potencia. Las simulaciones fueron realizadas con el software DIgSILENT POWERFACTORY, donde se consideraron fallas trifásicas francas (normalmente las más graves en un SEP y utilizadas en los estudios clásicos de estabilidad transitoria [5]), a cada una de las líneas del sistema de prueba.

Las perturbaciones fueron realizadas en cada iteración iniciando la falla en 0 segundos hasta el tiempo critico de despeje de la falla (diferente en cada escenario) con la correspondiente apertura de la línea. Además, se aplicó una función de probabilidad aleatoria de la distancia donde se podría generar la falla en la línea como se indica en la sección 4.2.4. Se tuvo en cuenta las unidades de responsabilidad (unit commitment) y también en cada falla se tuvieron en cuenta tres escenarios de cargabilidad (es decir, las cargas cambiaron de tres maneras -5%, nominal, +10%). Asumiendo un tiempo de muestreo de 10 milisegundo como tiempo de actualización de las PMU y utilizando el ángulo de tensión de barra, el COI y los AR fueron calculados para cada área en cada escenario, constituyendo de esta manera una base de datos para los valores usados en el cálculo de UARP_{max} y UARP_{min}. Es de resaltar que para la formación de la base de datos para el sistema IEEE 39-barras se llevaron a cabo alrededor de 280 simulaciones.

5.2.1 Determinación de umbrales máximos y mínimos.

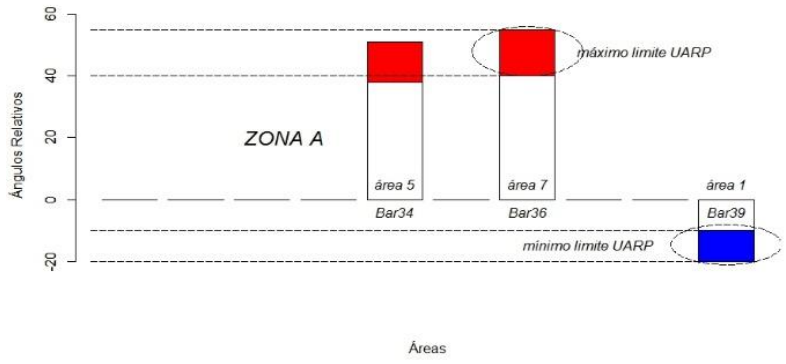
La Figura 5-8 muestra el resumen de las áreas donde los umbrales máximo y mínimo fueron presentados de acuerdo con la zona de la falla. La Figura 5-8a muestra que cuando

ocurre una falla en la zona A, un UARP_{max} fue registrado en el área 7 con ángulos entre 40° y 55° en la mayoría de los escenarios. En otros escenarios, el UARP_{max} fue alcanzado en el área 5 y los ángulos tuvieron valores similares a aquellos de la Figura 5-8a. Mientras, el UARP_{min} fue presentado en el área 1 con AR entre -10° y -20°.

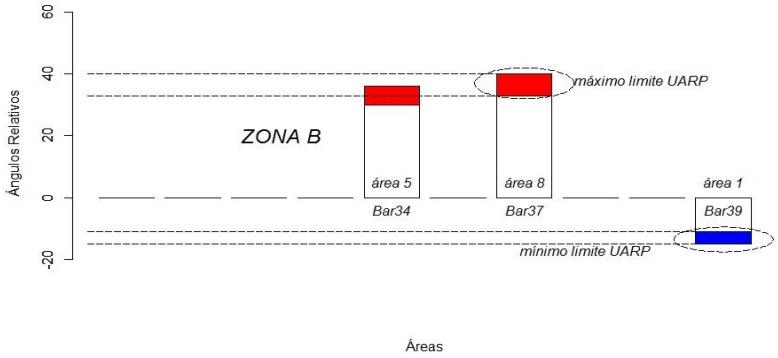
Cuando una falla ocurre en una de las líneas asociadas a la zona B, como se muestra en la Figura 5-8b, UARP_{max} se presentó en el área 8 con valores entre 34° y 40°. Similarmente, el mínimo AR se presentó en el área 1 con valores entre -10° y -15°. Ahora cuando una contingencia ocurre en la zona C, el umbral máximo (UARP_{max}) se dio en el área 9 con valores entre 40° y 55°. El UARP_{min} nuevamente se dio en el área 1 con valores de -10° y -15° como se muestra en la Figura 5-8c.

Pocas contingencias críticas no permitieron los cálculos de $\mathrm{UARP}_{max}\ y\ \mathrm{UARP}_{min}$ cuando las líneas fueron abiertas después del despeje de la falla debido al comportamiento de las oscilaciones y pérdida de sincronismo. Aquellos eventos se presentaron en la Zona A en las líneas 16-19, 16-21 y 21-22, en la zona B en la línea 2-25 y en la zona C en la línea 28-29.

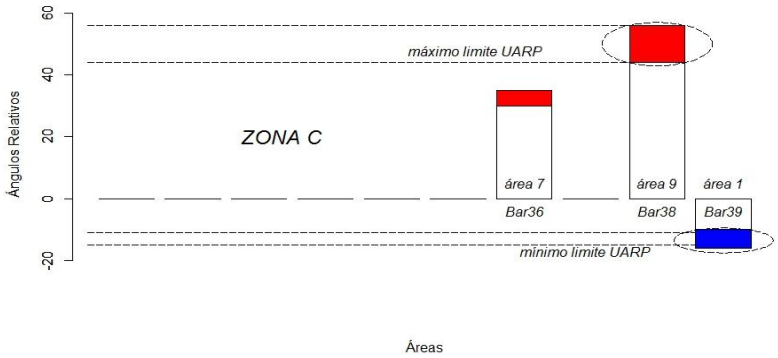
Figura 5-8: Evaluación de eventos de falla en tres zonas: (**a**) zona A, (**b**) zona B, and (**c**) zona C.



(**a**)



(**b**)



(**c**)

5.2.2 Armado del EPE en el sistema IEEE New England 39-barras.

El cálculo del EPE se basa en la zona donde la perturbación ocurre y el mayor AR de cada área. El método de configuración del esquema de protección especial propuesto usa los datos de las PMUs y calcula el COI y el AR de cada área en tiempo real. Si el caso es inestable (los UARP son excedidos), una señal de control es usada (Activación del EPE) y el tiempo de la acción de control es dado cada vez que $\boldsymbol{\eta}$ es excedido (control de emergencia). De otra manera (AR<UARP) la señal no es requerida.

En la práctica, la desconexión de generación no se realiza por cierto porcentaje, sino que se hace que una sola máquina o múltiples unidades sean disparadas [25], y la intención

en esta investigación no es la desconexión de una planta de generación entera. Por lo tanto, son asumidas tres unidades de generación en cada área de generación (cada plana). Entonces la acción de control consiste en disparar una unidad de generación (-33%) desde cada área cada vez que el RACKE pos-falla excede el límite, en orden descendente desde el ángulo relativo más alto al más bajo de cada área. Es decir, se disparará el 33% de la siguiente área, tantas veces como sea necesario para controlar el sistema y mantener el RACKE por debajo del límite especificado. Para disipar energía, se utiliza la desconexión de generación mediante válvulas rápidas en termoeléctricas y deflectores o salida de una máquina en plantas, en caso de que se necesite acelerar la máquina o un área se realiza el deslastre carga [65].

En la tabla 5-1 se muestra una matriz con las señales de control con base en los AR y la respectiva zona de las áreas de generación que alcanzan mayores valores en grados. Así, el término “C_#” es el orden de la respectiva acción de control a tomar en el sistema IEEE New England 39-barras, y el subíndice # es el numero consecutivo de acción de control que se tomará.

Tabla 5-1: Matriz de EPE con señal de control en cada área de generación.

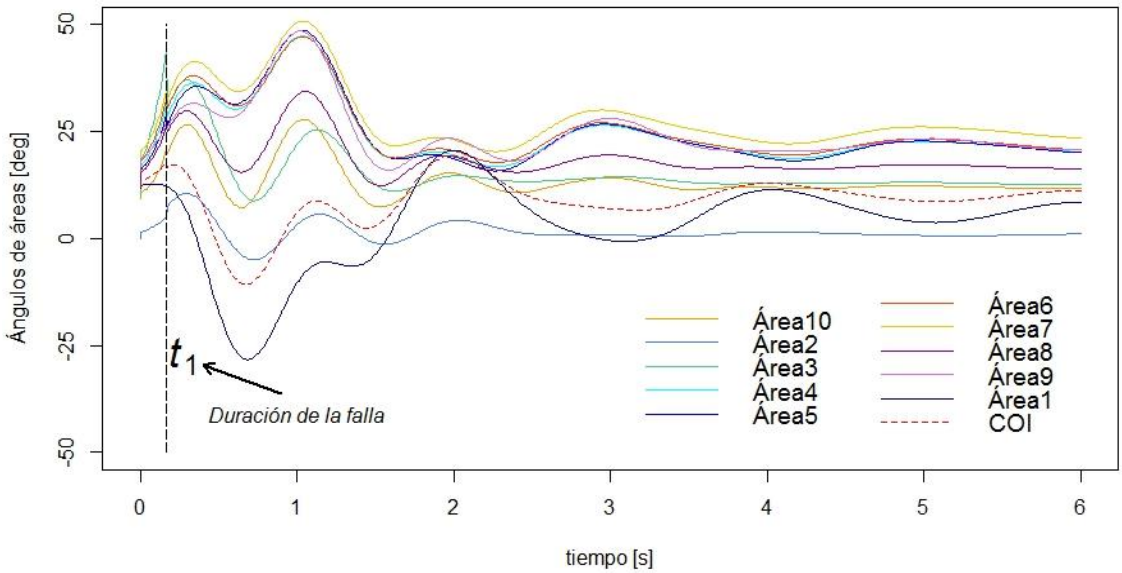
Zona	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1
A	C_4	-	C_1	-	C_2	C_3	-	-	-
B	-	C_1	C_2	-	C_3	-	-	-	-
C	C_2	C_5	C_3	C_4	C_1	-	-	-	-

5.2.3 Caso estudio 1: Línea 4-5

Una perturbación en cualquier parte el sistema afectará el ángulo de rotor de los generadores, y, por lo tanto, alterará los ángulos de tensión de fase de las barras medidos por las PMUs. Así, una falla debe ser aislada antes del tiempo crítico para evitar la pérdida de sincronismo y retornar a un punto de equilibrio cercano a la condición inicial. Si esta condición ocurre, entonces el sistema mantiene estable y hay un ángulo máximo y otro mínimo que el sistema puede alcanzar. Por consiguiente, en la Figura 5-9 se muestra la oscilación de las medidas ángulos de tensión de barra donde están acopladas las plantas de generación (áreas), durante unos segundos después de que una falla trifásica ha

ocurrido en la línea 4-5 y cercano a la barra 5. Para este caso, la falla inicia en 0 segundos y es despejada a t_1 = 0.17 segundos, lo cual representa el tiempo críticamente estable. Como se observa en la Figura 5.9 es complejo determinar un ángulo máximo, teniendo en cuenta que existen múltiples oscilaciones, muy diferente a lo que ocurre en la Figura 5-10, la cual representa los ARs, estos son más simétricos y armónicos con un punto máximo

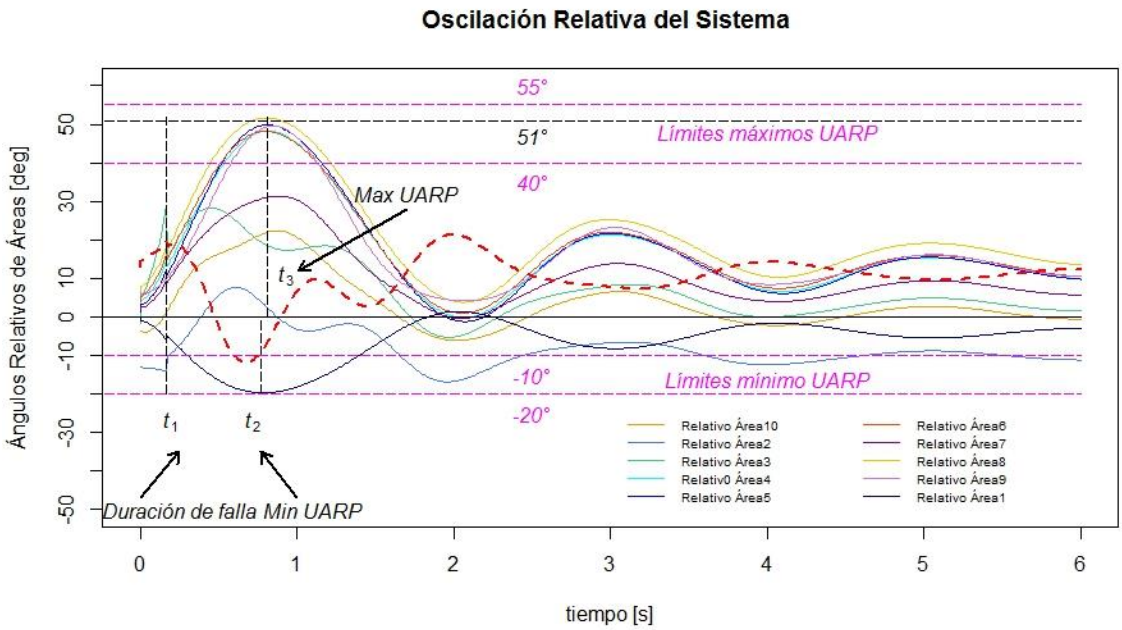
Figura 5-9: Sistema de prueba IEEE 39-barras New England.



La Figura 5-10 muestra los AR de cada área y el COI (línea punteada) cuando una falla trifásica es presentada en la línea 4-5 y es despejada a los 0,17 segundos (t_1); para este caso el área 2 (G2 en las Figuras 5-7) es la referencia del sistema. Aunque algunas áreas oscilan de una manera coherente (5, 6, 7 y 9), otras se alejan entre si (1 y 7). El área 7 tiende a separarse más que las demás áreas, encontrando un $\hat{\theta}_{max-7} = 51.6°$, identificado en la Figura 5-10 en t_3. Además, el área 1 tiende a acelerar a una tasa más baja que las demás áreas, por lo tanto, disminuye el ángulo con respecto a la oscilación del sistema, encontrando un valor mínimo de $\hat{\theta}_{min-1} = -19.6°$, identificado en t_2. Se han aproximado estos valores a los umbrales a $\hat{\theta}_{max-7} = 51°$ y $\hat{\theta}_{min-1} = -20°$, respectivamente. Se observó que la AR de las áreas se mantuvieron dentro de los umbrales críticos ($UARP_{max}$ and $UARP_{min}$), representados en esta Figura 5-10 con una línea fucsia punteada.

Si un umbral de AR máximo y mínimo es violado, entonces algunas acciones de control pueden ser aplicadas, tales como la desconexión de generación en el área de con un mayor AR y un deslastre de carga en el área que se ralentiza, es decir, el área 1. Aquellos tiempos de control son determinados utilizando el índice del RACKE.

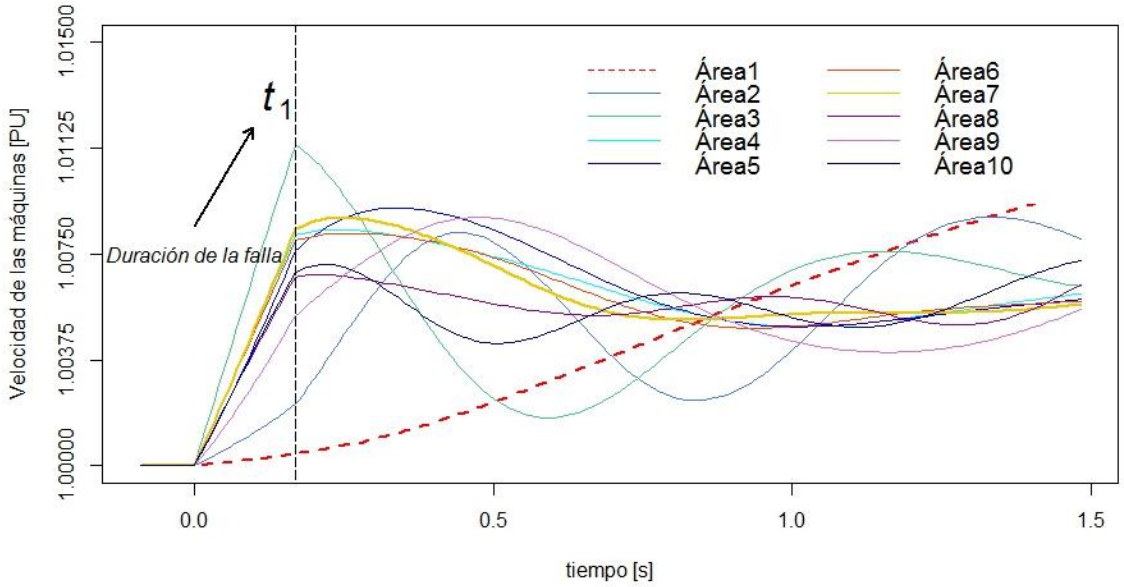
Figura 5-10: Oscilación de ángulos relativos del sistema para una falla trifásica en la línea 4-5 despeja a 0,17segundos.



En comparación con los ángulos de tensión de barra (Figura 5-9), los ángulos de la Figura 5-10 son opuestos y tienen como referencia el centro de inercia, donde los límites máximo y mínimo pueden ser claramente observados en el tiempo. Así se demuestra la ventaja de usar el COI y los AR para una predicción más precisa. La Figura 5-11 muestra el comportamiento de las velocidades síncronas de las máquinas del SEP, donde el área 1 está acelerando (línea punteada roja). Sin embargo, el área no tiene la misma tasa de aceleración de las otras áreas y el AR se mueve en dirección opuesta a los ángulos de las otras plantas. Cuando un cortocircuito ocurre en la Zona A, como la potencia mecánica es mayor que la eléctrica, los rotores de las máquinas del área 1 aceleran; sin embargo, la velocidad angular de la máquina de referencia (área 2) tiene una tasa de aceleración superior que el área 1, y aunque se ejerce un torque de aceleración sobre los ejes del área

1, el ángulo empieza a decrecer (Figura 5-10). Con la eliminación de la falla, la P_e intenta igualar la P_m, pero el rotor continúa acelerando, a causa de que la potencia mecánica sigue siendo mayor que la eléctrica y la velocidad síncrona continúa siendo más grande que la velocidad del rotor del área 1, hasta que el área 1 almacena suficiente energía cinética y se igualan ambas velocidades (la velocidad del área 1 y el área de referencia), así el ángulo del área 1 decrece a su punto mínimo. Como en ese instante la P_m es mayor que la P_e, y las velocidades se igualaron, el ángulo comienza a crecer e intentar igualar la oscilación del sistema.

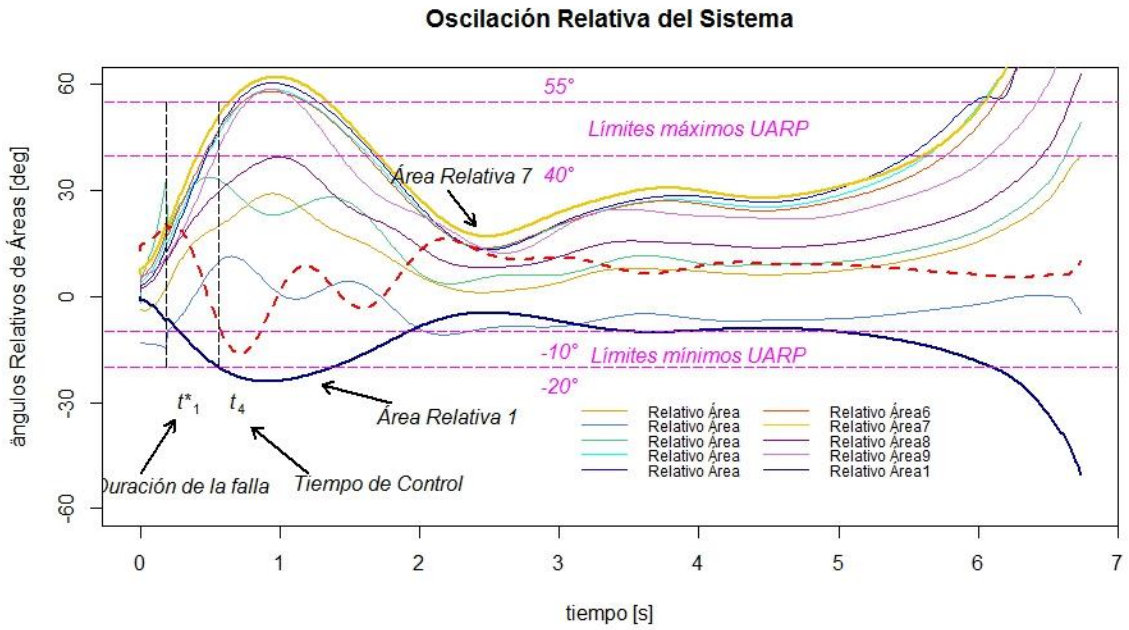
Figura 5-11: Velocidades de las máquinas para una falla trifásica en la línea 4-5 y despejada a 0,17 segundos.



En el siguiente escenario muestra que después de que UARP es violado, el sistema sufre la pérdida de sincronismo. Así, la Figura 5-12 muestra la computación del AR de cada área para una falla trifásica en la línea 4-5, cerca de la barra 5. En este caso, el mismo escenario de la Figura 5-10 es presentado, pero el UARP es alcanzado y excedido; entonces, el SEP fue conducido a la pérdida de sincronismo. La falla y la línea fueron removidos en un tiempo de operación de t^*_1 = 0.19 segundos, lo cual es mayor al tiempo críticamente estable de t_1 = 0.17 segundos.

Aunque el SEP intenta retornar al punto de equilibrio en una zona estable, no logra mantener la operación, y después de algunos segundos, la operación empieza a acelerar y a aumentar los ángulos de rotor de los generadores. Aquí, es importante resaltar que las pendientes de oscilación de los AR son más inclinadas con respecto a los obtenidos con el tiempo críticamente estable en la Figura 5-10. Así, los límites a $\hat{\theta}_{max}$ y $\hat{\theta}_{min}$, correspondientes a los umbrales predefinidos son violados simultáneamente en t_4 = 0.56 segundos, demostrando que ambos pueden usarse como indicadores para conocer los eventos que terminarán en la zona inestable. Además, es importante resaltar que la pérdida de sincronismo se presenta en este escenario pocos segundos después del sistema intentar retornar a una zona estable, lo cual indica una acción de control después de que esta condición se predice.

Figura 5-12: Oscilación de ángulos relativos del sistema para una falla trifásica en la línea 4-5 despeja a 0,19 segundos.



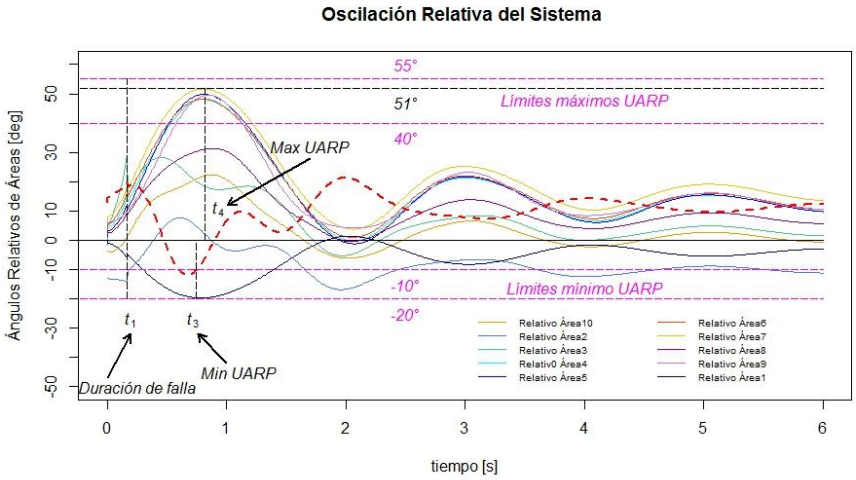
5.3 Acciones de control en tiempo preciso utilizando el método RACKE pos-transitorio.

La metodología del RACKE evalúa el tiempo preciso en el cual deben ser tomadas las acciones de control según el EPE diseñado en la sección 5.2. para el sistema de potencia de prueba IEEE New England 39-barras mostrado en la Figura 5-7 según lo explicado en la sección 4.3. De igual manera, las PMUs fueron colocadas en las barras donde las plantas de generación están acopladas y en cada planta fue considerado un dispositivo que mide la velocidad angular de los generadores de las plantas, tal como se presenta en la sección 4.1. para el cálculo del método.

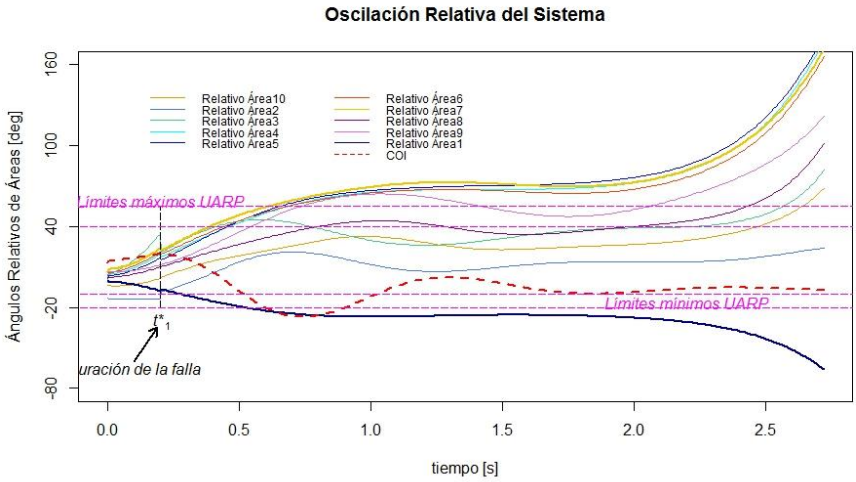
5.3.1 Caso estudio 2: Línea 13-14

Para este caso, se evaluó una falla trifásica en la línea 13-14, con tiempos de despeje de la perturbación de 170ms (críticamente estable) y 200ms (caso inestable), En la Figura 5-13a y 5-13b, respectivamente, se muestran los AR y los umbrales. En ambas Figuras el inicio de la falla es en 0s, t_1 es el tiempo de despeje críticamente estable y t^*_1 es el tiempo de despeje de falla para el caso inestable. En la Figura 5-13a, t_3 (0,75seg) y t_4 (0,84seg) corresponden a los tiempos donde se alcanzan el máximo AR y mínimo AR. Sin embargo, no son superados los UARP para la Zona A, tal como se presenta en la sección 4.2.1 en la Figura 5-8. Ahora, nótese como en la Figura 5-13b, para una falla con 30ms más de tiempo que el tiempo críticamente estable, los umbrales son superados y el sistema no logra regresar a un estado estable y a pesar de que el sistema intentar mantener el sincronismo, no es posible lograrlo.

Figura 5-13: Oscilación de AR del sistema (a) falla trifásica en la línea 13-14 despeja a 0,17 segundos. (b) falla trifásica en la línea 13-14 despeja a 0,20 segundos.



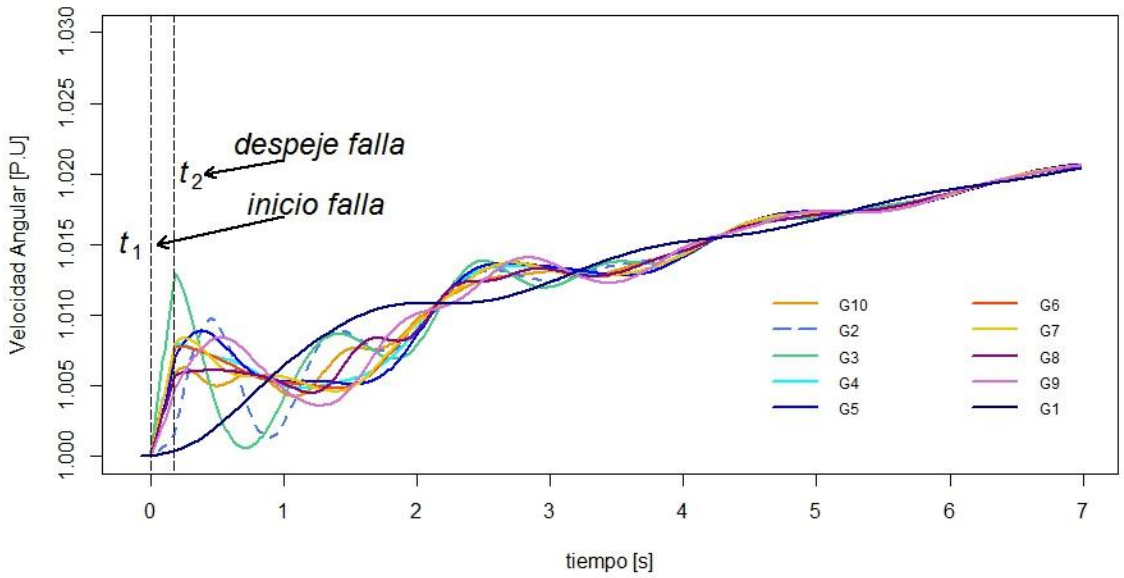
(a)



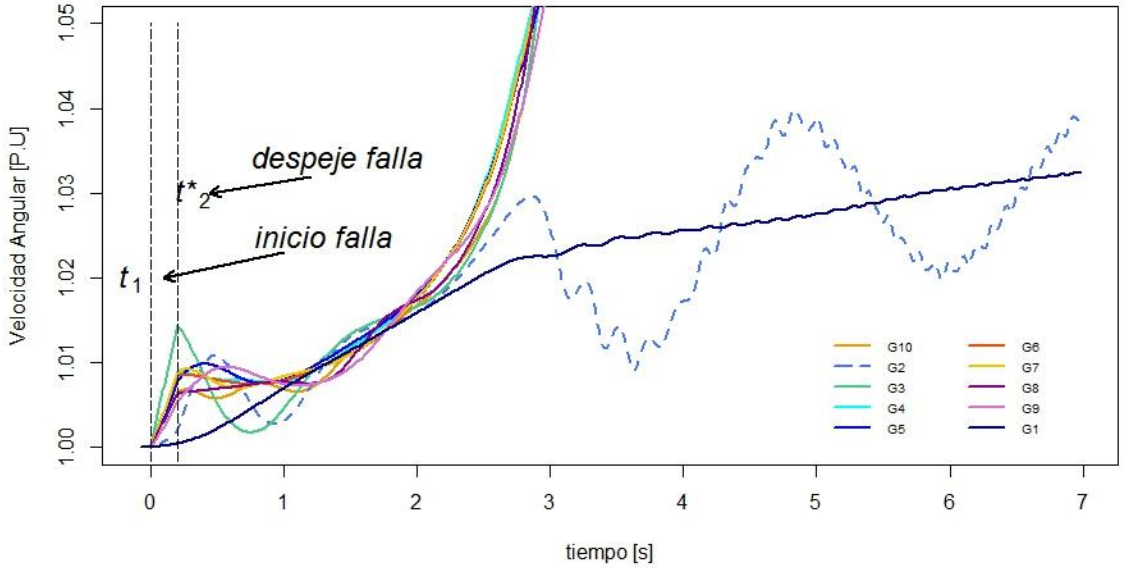
(b)

En la Figura 5-14 se muestra las respectivas velocidades de las máquinas de cada área, siendo el área 2 la referencia (línea punteada), de manera análoga para el caso críticamente estable e inestable. En ambas Figuras t_1 es el inicio de la falla en 0s, t_2 es el tiempo de despeje críticamente estable (0,17seg) y t^*_2 (0,20seg) es el tiempo de despeje de falla para el caso inestable.

Figura 5-14: Velocidades de rotor de generadores falla en línea 13-14, (a) caso críticamente estable (despeje 170ms) y (b) caso inestable (despeje 200ms)



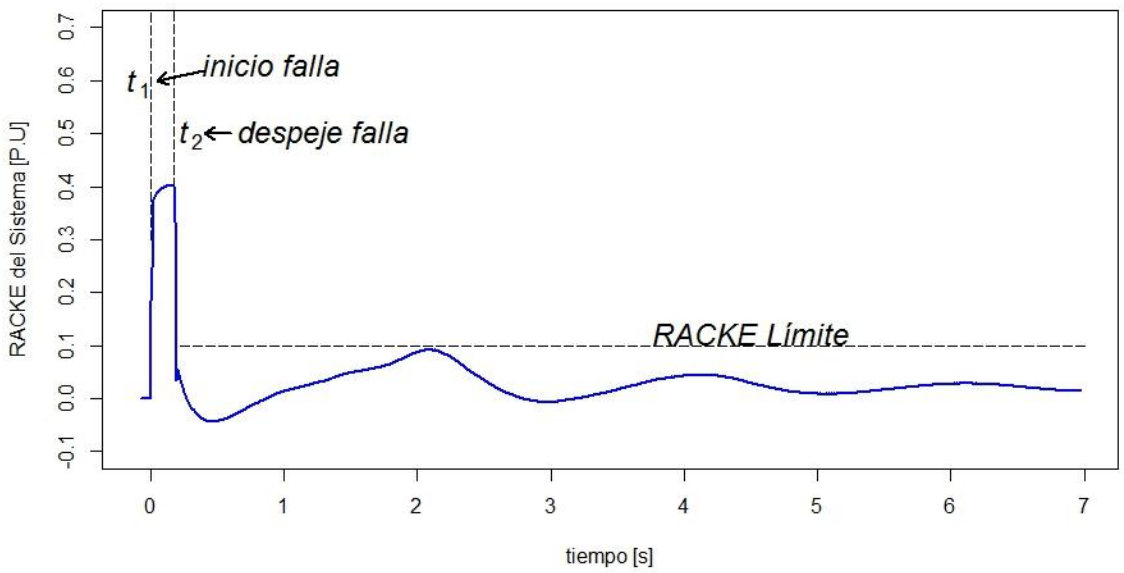
(a)



(b)

Para la evaluación del sistema con el método RACKE y el EPE propuesto, se llevaron a cabo cuidadosamente dos pruebas considerando diferentes tiempos de despeje de la perturbación. En este caso la perturbación es una falla trifásica en la línea 13-14 y la variable de velocidad angular es utilizada durante y después de la falla. El primer caso es una falla con una duración de 170ms, que corresponde al tiempo críticamente estable, en la cual, se observa que el RACKE es menor al límite de energía cinética ganada por las máquinas del sistema en la pos-falla, el cual, demostró que el sistema encontraba un punto de estabilidad nuevamente como lo muestra la Figura 5-13a. Es decir, RACKE < $\boldsymbol{\eta} < \mathbf{0.1}$, como se muestra en la Figura 5-15. En este se demuestra como el RACKE del sistema (RACKE_SIS) se mantiene un poco menor al límite establecido y la energía cinética absorbida por los generadores será entregada nuevamente al sistema y convertida en diferentes formas de energia para mantener el equilibrio.

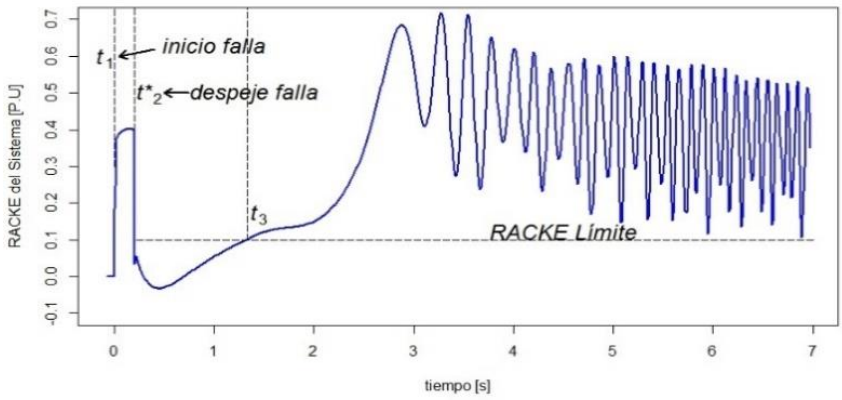
Figura 5-15: RACKE_SIS vs. tiempo, caso críticamente estable (170ms)



La Figura 5-16 demuestra el comportamiento del RACKE_SIS para un caso inestable. Nótese que el RACKE_SIS en ambos casos (estable e inestable), durante el transitorio tiene valores similares, lo cual no permite determinar la pérdida de sincronismo del sistema en ese periodo. Sin embargo, las máquinas del sistema comienzan a absorber rápidamente energía hasta llevarlo al colapso. Cuando la curva alcanza el límite (RACKE > $\boldsymbol{\eta} > \mathbf{0.1}$), los generadores continúan absorbiendo energía cinética, lo que hace que comiencen a

moverse más rápido y su exceso de energía aumentará aún más. Por lo tanto, una acción de control debe ser insertada cuando es superado este límite para disipar la energía almacenada por las máquinas.

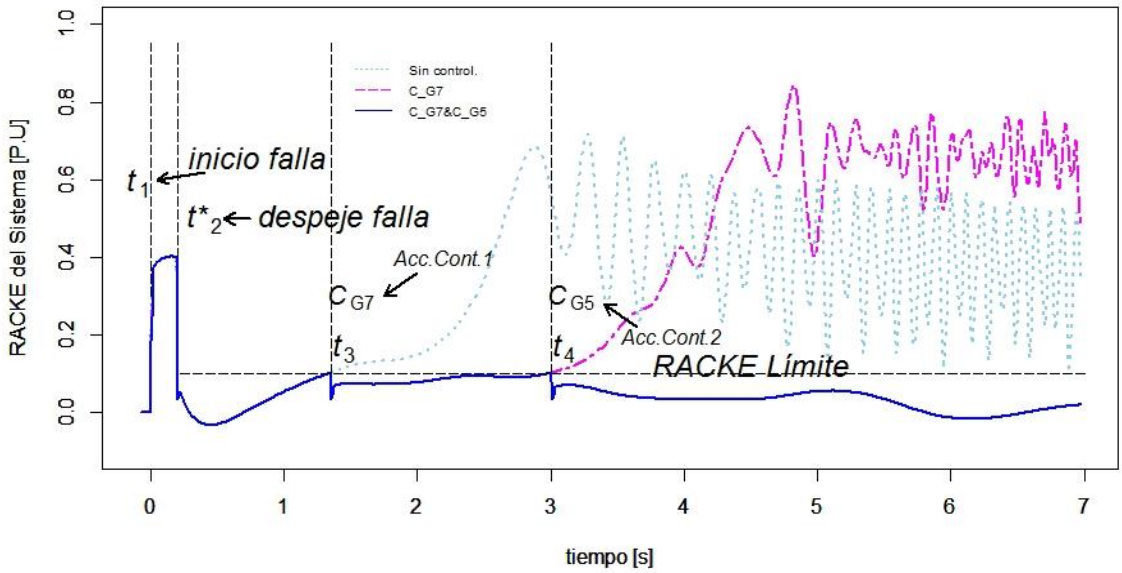
Figura 5-16: RACKE_SIS vs. tiempo, caso inestable (200ms)



Debido a que cada punto de la curva de la Figura 5-16 representa el valor del cambio de energía cinética instantáneo (RACKE) en tiempo real dado a las medidas sincronizadas de la velocidad angular, es posible saber el tiempo exacto en que se debe tomar la acción de control. La Figura 5-16 muestra que la primera acción de control debe ser tomada en t_3=1.35s (1.15s después del despeje de la falla). Como la perturbación se dio en la zona A (Figura 5-7) y el EPE indica las áreas con los mayores AR (Figura 5-8), la acción de control es tomada sobre el área de generación 7 y 5 (Tabla 5.1), como indica la sección 5.2.2.

La Figura 5-17 muestra tres curvas para el caso inestable. Nótese, como la primera acción de control sobre el G7 (-33% de potencia, salida de una máquina) es tomada en t_3=1.35s. Sin embargo, no es suficiente esta acción y las máquinas continúan absorbiendo energía cinética y nuevamente el límite $\boldsymbol{\eta}$ es superado a los 3s (línea fucsia punteada). Así, una segunda acción de control es necesaria sobre el segundo generador que tuvo el mayor AR, en este caso el G5 (-33% de potencia, salida de una máquina) en t_4=3s. Se observa como con esta segunda acción de control (línea azul) el sistema es capaz de mantener el sincronismo y se mantiene por debajo de umbral de RACKE (RACKE < $\boldsymbol{\eta}$), y la energía cinética absorbida por cada una de las máquinas del sistema es entregada nuevamente.

Figura 5-17: RACKE_SIS vs. tiempo, caso inestable (200ms) controlado



Nótese como los UARP son superados en tiempos menor a 1 segundo (Figura 5-13b). Sin embargo, no son los tiempos adecuados para tomar una decisión de control. Ahora, obsérvese como las acciones de control son tomadas en tiempos superiores a estos, (es decir, t_3=1.35s, t_4=3s), como se muestra con el método RACKE en la Figura 5-17, la cual es el mismo caso inestable en la línea 13-14 con un tiempo de falla de 200ms, aunque con variables diferentes, en este caso utilizando la velocidad angular.

5.3.2 Caso estudio 3: Línea 26-28

En este caso, se llevó a cabo una falla trifásica en la zona C, específicamente en la línea 26-28 (Figura 5-7), la cual tiene un tiempo critico de despeje de la perturbación de t_2=100ms. El despeje de la falla se da junto con la conmutación de la línea. Las velocidades angulares de cada rotor de las máquinas son presentadas en la Figura 5-18. Asimismo, es computado el criterio de cambio de energía cinética, el cual es mostrado en la Figura 5-19. Efectivamente se nota como el umbral no es alcanzado en ningún instante de la pos-falla.

Figura 5-18: Velocidad angular de rotor de los generadores ante una falla en la línea 26-28 (caso crítico).

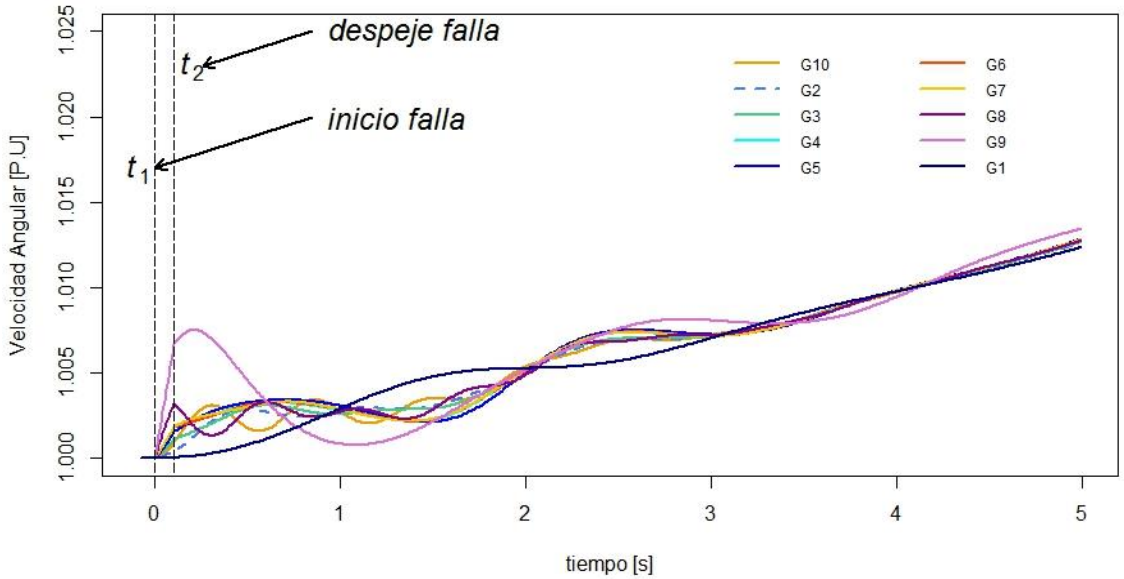
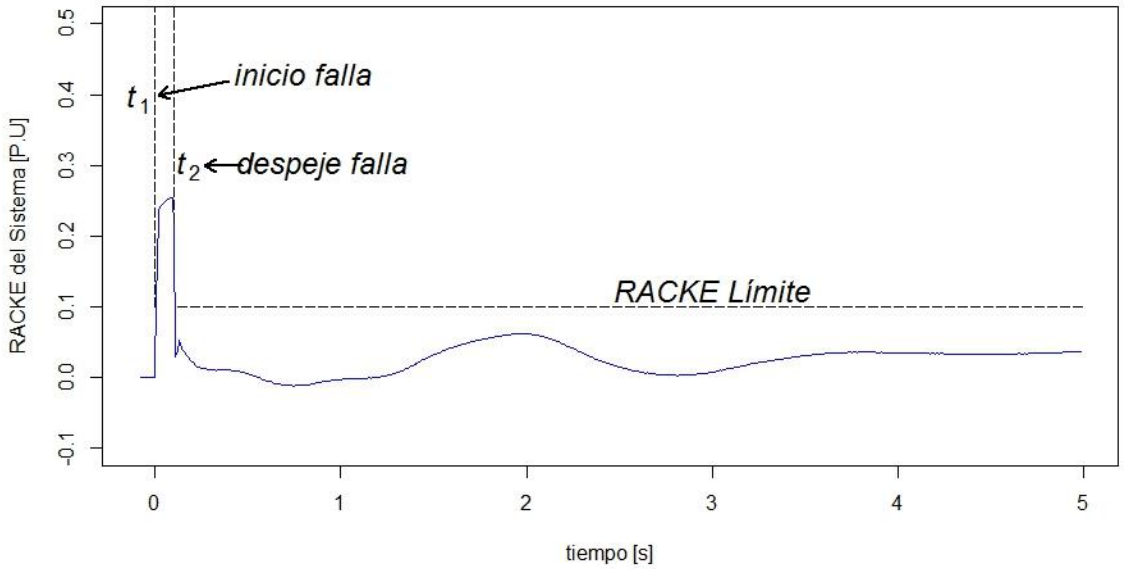


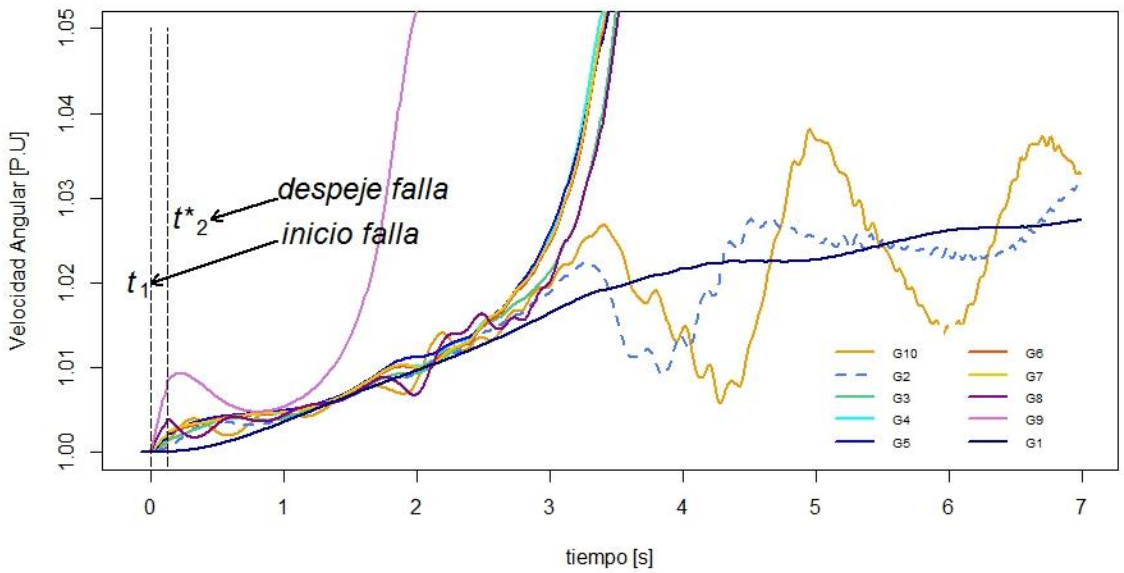
Figura 5-19: RACKE_SIS vs. tiempo, caso críticamente estable para la línea 26-28 (100ms).



De manera similar, con las mismas condiciones iniciales, una falla trifásica con una duración de t^*_2=130ms es ejecutada sobre la línea 26-28. En este caso, la línea nuevamente es removida para despejar la falla. A pesar de que el sistema no pierde

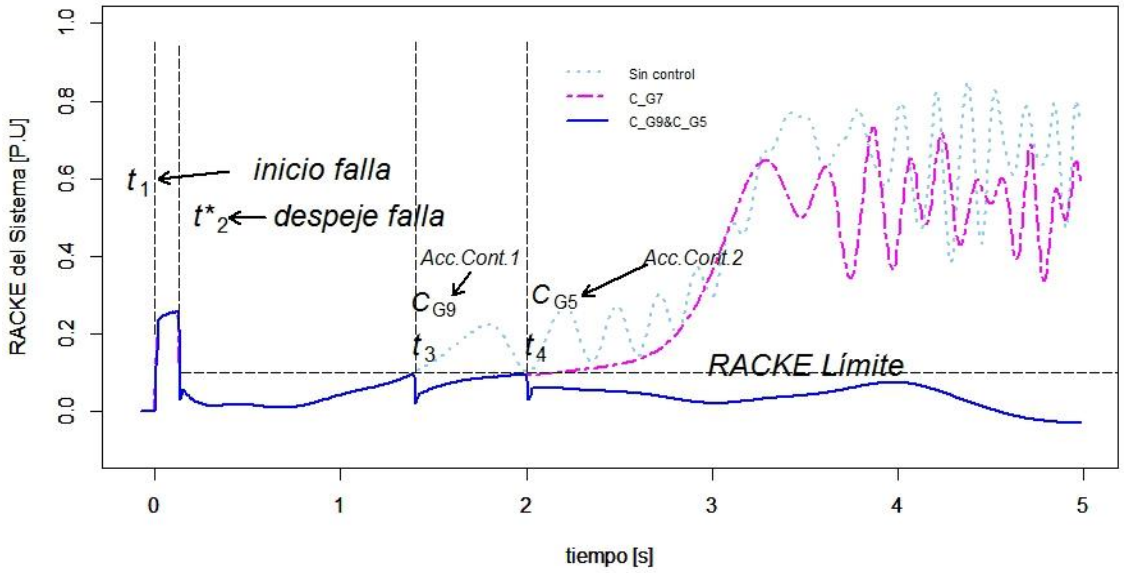
sincronismo en la primera oscilación, en una subsecuente ocurrirá el colapso del sistema como se nota en la Figura 5-20.

Figura 5-20: Velocidad angular de rotor de los generadores ante una falla trifásica en línea 26-28 caso inestable



Cuando es computado el método RACKE, este supera el límite en 1.4s como se observa en la Figura 5-21. Entonces es tomada la primera acción de control, Sin embargo, el límite vuelve a ser superado nuevamente. Nótese como RACKE > $\boldsymbol{\eta}$ (línea azul clara), antes de que las máquinas pierdan sincronismo cerca a los 3s (como se observa en la Figura 5-20). Con el uso del EPE expuesto en la Tabla 5.1 de la sección 5.2.2. para la Zona C. Es decir, acciones de control de 33% de desconexión de generación del área 9 en t_3=1.4s (Curva Fucsia punteada) y 33% del área 5 en t_4=2s (línea azul). O sea, cada que supera el umbral, es posible garantizar la estabilidad del sistema.

Figura 5-21: RACKE_SIS vs. tiempo, caso inestable (130ms) controlado.



5.3.3 Resumen casos en sistema de potencia de prueba IEEE New England 39-barras

En la tabla 5-2 se presentan algunos casos con la misma metodología de los dos anteriores, donde también se comprobó para otras zonas del sistema que el método es seguro y responde adecuadamente para mantener la seguridad ante la posible pérdida de sincronismo. En la tabla se presentan los umbrales de ángulo relativo máximo y mínimo que alcanzo el sistema cuando fue críticamente estable (cuarta columna). Asimismo, nótese como en la columna siguiente el RACKE nunca fue superado el $\eta>0.1$. Ahora, cuando las fallas sobrepasan los tiempos críticos, los UARP son superados y se activa el EPE propuesto en la sección 5.2. Así, cada que el RACKE es superado se tomó una acción de control justo en ese instante, como se presenta en las columnas de 7 al 10. Finalmente, el método propuesto demostró como el sistema era capaz de mantener sincronismo cada que se tomaban las acciones de control respectivas. Otra característica sobresaliente que se encontró en esta investigación fue como a pesar de las contingencias tener diferentes tiempos críticos de despeje, los valores de los AR no superaban los límites de UARP y el RACKE tampoco superó el valor de 0.1, lo cual demuestra que el método es confiable para

mantener la estabilidad del sistema. En caso de un SEP diferente, es necesario determinar el límite de UARP y de RACKE.

Tabla 5-2: Resumen de eventos sistema de prueba IEEE 39-barras

Zona	Línea	tiempo crítico	UARP max&min	RACKE max	tiempo de falla	tiempo de 1er control	tiempo de 2do control	tiempo 3er control	tiempo 4to control
A	4-5	0,17s	55° & -21°	0,079	0,2s	1,02s	1,3s	1,6s	2,24s
A	16-21	0,1s	54° &-18°	0,087	0,12s	0,92s	1,21s	1,6s	1,61s
A	4-14	0,17s	55° & -19	0,084	0,2s	0,95s	1,18s	1,56s	1,65s
A	5-6	0,18s	55° & -20°	0,096	0,2s	1,46s	---	---	---
C	26-27	0,15s	60° & -17°	0,092	0,18s	1,46s	1,74s	1,89s	2s
C	26-28	0,1s	56° &-11°	0,65	0,13s	1,4s	2,33s	---	---
B	2-25	0,17s	58° & -20°	0,085	0,19s	1s	1,6s	1,62s	---

En el anexo 3 se presenta de manera comprimida el mismo análisis para el sistema de prueba IEEE-118 barras, de acuerdo a los valores límites de ángulos relativos UARP (PTRA en la referencia) encontrados y presentados en el trabajo realizado en [35]. Así, es construido su respectivo EPE y aplicando el método RACKE es observado si el sistema mantiene el sincronismo.

6. CAPITULO 6: Discusión y Conclusiones

En este trabajo se muestra cómo con el uso de un algoritmo en la programación del IDE ARDUINO y el uso de una tarjeta ARDUINO UNO, es posible obtener la medida de velocidad angular de rotor de un generador síncrono. Además de su sincronización utilizando la constelación de satélites y su envió de datos mediante el protocolo de comunicación UDP, lo cual fue verificado utilizando el software Processing3 como receptor. Pudiendo ser esta medida agregada al sistema de monitoreo de Área Amplia WAMS. Esta medida abre un abanico de posibilidades de análisis de sistemas de potencia en tiempo real para estabilidad transitoria, entre ellas y siendo una de las más importantes, el cálculo directo del ángulo de rotor del generador sincronizado mediante un método algebraico si es necesario.

Una de las ventajas que ofrece este método de medición propuesto, es que el método es completamente desacoplado del generador. Es decir, no hay ninguna parte mecánica acoplada o modificada en el rotor de la máquina. Además, el costo-beneficio de esta propuesta de gran valor, se estimó que producir este dispositivo tiene un valor menor a $50 USD en los materiales utilizados y obtener esta medida hasta ahora sigue siendo un desafío para las empresas que operan los sistemas de potencia a nivel mundial, puesto que la medida hasta ahora es estimada y no medida. Asimismo, esta medida puede mejorar controles como el PSS, gobernador de turbina, protecciones que utilizan el ángulo de rotor, entre otras. Y abre un abanico de posibilidades para diseñar esquemas de protección especial con gran precisión y tiempo de ejecución como el que se está presentando en esta tesis de investigación.

Debe ser aclarado en esta discusión, que la mayor complejidad en la implementación del dispositivo propuesto radicó en el desarrollo del algoritmo para la sincronización de la señal y envío de la información, puesto que aún hay algunos detalles a mejorar que ocurrían al momento de cambio de segundo con el PPS y la medida. Mientras que, para el protocolo de comunicación, el retardo que se puede generar fue medido.

En el momento que ocurre la interrupción del PPS y la generada por el sensor óptico, el algoritmo toma como prioridad la interrupción del PPS, por lo tanto, pueden pasar algunos pulsos del reloj para interpretar la señal del sensor, esto lleva a un cálculo erróneo en la medida de velocidad, lo cual debe ser corregido en trabajo futuro de este dispositivo mediante los anchos de estos dos pulsos interpretados. Asimismo, es necesario seguir mejorando el algoritmo de comunicación propuesto, puesto que se encontró que no eran calculados en ocasiones todos los datos esperados. Así como operar el sistema cuando por alguna razón dejan de recibir los PPS, el dispositivo propuesto considero que el PPS siempre está disponible.

Se encontró que el porcentaje de error respecto al valor teórico de la medida fue muy bajo, menor al 0.2%, valor que es aceptable para la aplicación y por el cual, podemos decir que el dispositivo es altamente exacto y preciso. Podría ser posible emplear otro reloj con mejores características a fin de lograr una mejor exactitud y precisión, pero tal vez el costo del dispositivo aumentará.

Otro trabajo futuro podría ser la resincronización utilizando protocolos PTP, la estabilidad del jitter del oscilador, tiempo efectivo de los pulsos y análisis con eventos. Otros análisis de la medida de velocidad angular sincronizada podrían ser: llevar a cabo una máquina frente a una barra infinita y llevarla a la pérdida de sincronismo de manera premeditada para observar el comportamiento de la medida, falla en los bornes del generador, desconexión del movimiento primario de la máquina, entre otros.

En esta investigación se demuestra como los umbrales predefinidos de ángulos relativos llamados aquí UARP obtenidos con simulaciones fuera de línea y la comparación con los AR obtenidos durante la operación en tiempo real con las PMUs, son muy útiles para monitorear y predecir la estabilidad transitoria bajo operación en tiempo real, así como la construcción y activación de un EPE. Todas las pruebas fueron realizadas en el sistema de potencia de prueba IEEE New England 39-barras bajo diferentes contingencias y acciones de control aplicadas; para ello cerca de 270 simulaciones en este sistema de prueba se llevaron a cabo. A través del COI fue posible identificar las diferentes oscilaciones del sistema y la construcción del EPE para aplicar las respectivas acciones de control en una determinada zona del sistema para evitar la pérdida de sincronismo de

las máquinas del sistema. Los AR y los UARP ayudan a monitorear y predecir una inestabilidad, así como a activar el EPE del SEP con suficiente tiempo para responder a oscilaciones.

Las simulaciones indican la posibilidad de aplicar acciones de control lo suficientemente temprano, tales como desconexión de generación y deslastre de carga para mantener el sincronismo en la red después de una perturbación. En la implementación realizada, la seguridad del sistema eléctrico se mejoró mediante la detección temprana de la inestabilidad y no solo por el criterio de estabilidad clásico que actúa en el último momento o tiempo críticos. Además, para la construcción del EPE el método propuesto permite un beneficio económico para aquellos generadores despachados a bajo precio en términos de restricciones de seguridad. Es decir, si varias áreas oscilan de manera coherente, podría llevarse la acción en el generador más económico y no necesariamente el área con el mayor AR para manejar el control de estabilidad transitoria.

En trabajos futuros se podría mejorar la obtención de índices para monitorear la estabilidad transitoria y ajustar el EPE para mitigar las oscilaciones del sistema con una mínima cantidad de energía a desconectar o carga a deslastrar. En este trabajo se pudo constatar la coherencia de algunas barras con valores muy cercanos, por lo tanto, en investigaciones futuras proponer una metodología para identificar grupos coherentes y reducir aún más el número de las PMUs para identificar inestabilidades peligrosas y obtención de datos. Por otra parte, sería apropiado un estudio de flujos de potencia óptimos que garanticen una mejor transferencia de potencia entre áreas para decrecer la separación angular en transitorios, optimización del EPE e incremento de los tiempos de despeje críticos ante fallas trifásicas francas.

Esta investigación también propone un método para evaluar y aliviar la estabilidad transitoria en operación en tiempo real a través de la computación de la velocidad angular sincronizada de las máquinas del sistema. Un criterio de sistema de potencia adjunto y cambio de energía cinética puede representar la dinámica de un SEP multimáquinas mediante la proyección y el cálculo de la energía. Esto proporciona una medida intuitiva del instante preciso donde debe ser tomada una acción de control mediante la integración de medidas del sistema WAMS en conjunto con simulaciones fuera de línea, lo cual

permiten el armado confiable de un EPE. Los resultados obtenidos por simulaciones demuestran claramente la efectividad del método propuesto y el EPE. El criterio RACKE muestra que el método es lo suficientemente rápido, ya que los cálculos no dependen de la estructura de la red e información detallada del modelo del sistema. Asimismo, la identificación de grupos coherentes no es necesaria para el RACKE puesto que ya está previamente diseñado el EPE. Lo más importante aún del método, es la implementación del sistema de medición, lo cual solo depende de una variable, en este caso la velocidad angular sincronizada. A pesar de que la medida fue obtenida experimentalmente para una sola máquina a escala, el método puede ser escalable a grandes sistemas multimáquinas, y, por lo tanto, una aplicación más real en sistemas eléctricos.

A. Anexo 1: Código en Arduino para cálculo de velocidad angular sincronizada y envió por protocolo UDP

```
#include <SoftwareSerial.h>
#include <TinyGPS.h>
#include <Ethernet.h>
#include <EthernetUdp.h>

////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
/////////// Definición de Variables de datos UDP ////////////////////////

// Enter a MAC address and IP address for your controller below.
// The IP address will be dependent on your local network:
byte mac[] = {
  0xDE, 0xAD, 0xBE, 0xEF, 0xFE, 0xED
};
IPAddress ip(168,176,122,122);
IPAddress ipRemoto(168,176,123,238);

unsigned int localPort = 8888;      // local port to listen on
unsigned int puertoRemoto = 8000;     // Puerto remoto

// buffers for receiving and sending data
char packetBuffer[UDP_TX_PACKET_MAX_SIZE];  // buffer to hold incoming packet,
char ReplyBuffer[] = "Dato exacto";       // a string to send back

// An EthernetUDP instance to let us send and receive packets over UDP
EthernetUDP Udp;

////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
//////////////////////Configuracion datos GPS ////////////////////////////////////////////////////////

TinyGPS gps;
SoftwareSerial softSerial(4, 5);

  boolean newData = false;
  boolean startone=false;
  unsigned long chars;
  unsigned short sentences, failed;
  volatile unsigned int counter=0;
  float flat, flon;
  volatile unsigned long age, time, date,tiempo;
  volatile boolean trigger=false;
  volatile int PulsosPPS=0;


   volatile unsigned long dato=0;
```

```
  volatile unsigned long dato2=0;
  volatile unsigned long dato3=0;
  volatile unsigned long dato4=0;
  volatile unsigned long  segundos=0;
  volatile unsigned long  minutos=0;
  volatile unsigned long  hora=0;
  volatile unsigned long datotiempo=0;


 volatile boolean first;
 volatile boolean triggered;
 volatile unsigned long overflowCount;
 volatile unsigned long startTime;
 volatile unsigned long finishTime;
 volatile unsigned long startimePPS;


void isr ()
{
 counter = TCNT1;  // quickly save it

 // wait until we noticed last one
 if (triggered)
   return;

 if (first)
   {
   startTime = (overflowCount << 16) + counter;
   first = false;
   return;
   }

 finishTime = (overflowCount << 16) + counter;
 triggered = true;
 detachInterrupt(0);
}  // end of isr

// timer overflows (every 65536 counts)
ISR (TIMER1_OVF_vect)
{
 overflowCount++;
}  // end of TIMER1_OVF_vect

void prepareForInterruptPin3 ()
 {
   // get ready for next time
    // get ready for next time
   EIFR = _BV (INTF1);  // clear flag for interrupt 1
   first = true;
   triggered = false;  // re-arm for next time
   attachInterrupt(1, isr, RISING);
 }  // end of prepareForInterrupts

 void prepareForInterruptPin2 ()
 {
```

```
   // get ready for next time
    // get ready for next time
   EIFR = _BV (INTF0);  // clear flag for interrupt 1
   attachInterrupt(0, GPS_Interrupcion, RISING);
 }  // end of prepareForInterrupts


void GPS_Interrupcion(){
   PulsosPPS=PulsosPPS+1; // Pulsopps es una variable que aumenta de a 1
   if(PulsosPPS==1){
     trigger=true;     //Habilita la lectura de los datos del GPS
     prepareForInterruptPin2 ();  //Habilita la interrupcion de los PPS
     }
     else{
        startimePPS = (overflowCount << 16) + counter; //Referencia de tiempo de cada PPS
        prepareForInterruptPin3 (); //Habilita la interrupcion para el conteo de la frecuencia
        trigger=false;
        calculotiempo ();
        prepareForInterruptPin2 ();  //Habilita la interrupcion de los PPS
      }
 }

void setup()
{
 ////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
 ////////////////////// Configuracion inicial de la comunicacion UDP //////////////////////////
// start the Ethernet
 Ethernet.begin(mac, ip);

 // Open serial communications and wait for port to open:
 Serial.begin(9600);
 // Check for Ethernet hardware present
 if (Ethernet.hardwareStatus() == EthernetNoHardware) {
   Serial.println("Ethernet shield was not found.  Sorry, can't run without hardware. :(");
   while (true) {
     delay(1); // do nothing, no point running without Ethernet hardware
   }
 }
 if (Ethernet.linkStatus() == LinkOFF) {
   Serial.println("Ethernet cable is not connected.");
 }

 // start UDP
 Udp.begin(localPort);

////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
//////////////////Configuracion de los Timers  ////////////////////////////////////////////////////

  Serial.begin(9600);
  softSerial.begin(9600);

// reset Timer 1
 TCCR1A = 0;
 TCCR1B = 0;
 // Timer 1 - interrupt on overflow
```

```
  TIMSK1 = _BV (TOIE1);   // enable Timer1 Interrupt
  // zero it
  TCNT1 = 0;
  // start Timer 1
  TCCR1B =  _BV (CS10);  //  no prescaling
  // set up for interrupts
   //prepareForInterruptPin2 ();  //Habilita la interrupcion de los PPS
}

//////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
/////Rutina para dividir el tiempo en horas, minutos y segundos/////////////////////////////

void calculotiempo ()
{
  segundos=segundos+1;
  if (segundos>59){
    segundos=0;
    minutos=minutos+1;
    if (minutos==60){
      minutos=0;
      hora=hora+1;
     }
    }
  }

void loop()
{
  ////////////////////////////////////////////////////////////////
  ///////Codigo para recibir la orden de inicio//////////////////
    // if there's data available, read a packet
  int packetSize = Udp.parsePacket();
  if (packetSize) {
    //Serial.print("Received packet of size ");
    //Serial.println(packetSize);
    //Serial.print("From ");
    IPAddress remote = Udp.remoteIP();
    for (int i=0; i < 4; i++) {
      //Serial.print(remote[i], DEC);
      if (i < 3) {
        //Serial.print(".");
      }
    }
    //Serial.print(", port ");
    //Serial.println(Udp.remotePort());

    // read the packet into packetBufffer
    Udp.read(packetBuffer, UDP_TX_PACKET_MAX_SIZE);
    //Serial.println("Contents:");
    //Serial.println(packetBuffer);
    String frase;
    frase=String(packetBuffer);
    Serial.println(frase);
    if(frase='r'){
      startone=true;
      prepareForInterruptPin2 ();
```

```
    }
  }


//////////////////////////////////////////////////////////////
///////////Codigo para recibir los datos del GPS/////////////////
if(startone){
if (trigger){
  trigger=false;

for (unsigned long start = millis(); millis() - start < 500;)
  {
    while (softSerial.available())
    {
      char c = softSerial.read();
      if (gps.encode(c)) // Nueva secuencia recibida
        newData = true;
    }
  }

  if (newData)
  {
    gps.f_get_position(&flat, &flon, &age);
    gps.get_datetime(&date, &time, &age);
    Serial.print(" Fecha=");
    Serial.print(date == TinyGPS::GPS_INVALID_DATE ? 0.0 : date, 0);
    Serial.print(" Hora=");
    datotiempo=(time)/100;
      Udp.beginPacket(ipRemoto, puertoRemoto);
      Udp.print(date);
      Udp.print(",");
      Udp.print(datotiempo);
      Udp.endPacket();

      dato2=datotiempo/100;
      dato3=dato2/100;
      hora=dato3;
      dato3=dato3*100;
      minutos=dato2-dato3;//Se obtienen los minutos
      dato2=dato2*100;
      segundos=datotiempo-dato2;//Se obtienen los segundos

   /*Serial.println(time);
    Serial.print("dato tiempo: ");
    Serial.print(datotiempo);
    Serial.print(" ");
    Serial.print(hora);
    Serial.print(" ");
    Serial.print(minutos);
    Serial.print(" ");
    Serial.println(segundos);
    */

  }
  //Serial.println(failed);
```

```
}
////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
////////////////////Código para el cálculo de la frecuencia////////////////////////
if (!triggered)
  return;

  unsigned long elapsedTime = finishTime - startTime;
  float freq = 1.0 / ((float (elapsedTime) * 62.5e-9));  // each tick is 62.5 nS
  unsigned long elapsedTimePPS = (finishTime - startimePPS);
  float TiempomuestraPPS = float(elapsedTimePPS)*62.5e-9; // Tiempo entre muestra y PPS en milisegundos esta es la estampa de
tiempo con respecto al PPS o tiempo real
  //if (freq<58||freq>63){freq=60.11;}
  //Serial.print (elapsedTime);
  //Serial.print ("Velocidad: ");
  //Serial.print (6.283185*freq);
  /*Serial.print (freq);
  //Serial.print (" ");
  //Serial.print(date);
  //Serial.print (" ");
  Serial.print(hora);
  Serial.print(":");
  Serial.print(minutos);
  Serial.print(":");
  Serial.print(segundos  );
  Serial.print("-");
  Serial.println(TiempomuestraPPS,4);*/
  String frase;
  frase=String(TiempomuestraPPS,4);
  Udp.beginPacket(ipRemoto, puertoRemoto);
  Udp.print(freq);
  Udp.print(",");
  Udp.print(hora);
  Udp.print(",");
  Udp.print(minutos);
  Udp.print(",");
  Udp.print(segundos);
  Udp.print(",");
  Udp.print(frase);
  Udp.endPacket();

  prepareForInterruptPin2 ();
  prepareForInterruptPin3 ();
}

}
```

B. Anexo 2: Código en entorno Processing3 para la recepción de datos por protocolo UDP desde Arduino

```
import hypermedia.net.*;    // import UDP library


UDP udp;  // define the UDP object (sets up)

void setup() {
 size(480,240);
 background(0);
 smooth();
  // create a new datagram connection on port 6000
  // and wait for incoming message
  udp = new UDP( this, 8000 );
  //udp.log( true );     // <-- printout the connection activity
  udp.listen( true );
}
int inicio=0;
String fecha;
String hora;
float freq;
int hora2;
int minutos;
int segundos;
//String milisegundos;
float milisegundos;
// void receive( byte[] data ) {       // <-- default handler
void keyPressed() {
   if(key=='r'){
     String ip       = "168.176.122.122";  // the remote IP address
     int port        = 8888;    // the destination port

     udp.send("r", ip, port );   // the message to send
   }
}

void receive( byte[] data, String ip, int port ) {  // <-- extended handler
  inicio +=1;
  // get the "real" message =
  String message = new String( data );
  String[] parts = split(message, ",");
  if(inicio==1){
    fecha = parts[0];
    hora = parts[1];
    print("La fecha es: ");
    print(fecha);

    print(' ');
    println(hora);
    delay(1000);

  }
  else{
     freq = float(parts[0]);
     hora2 = int(parts[1]);    //"24" -> 24
     minutos = int(parts[2]);
```

```
    segundos = int(parts[3]);
    milisegundos = float(parts[4]);
  }


  //line(width-sentX , sentY , random(0, 480), 0);
  //line(width-sentX , random(0, 480), 0);
  stroke (random(0, 150));

  // print the result
  //println( "receive: x = \""+sentX+"\" y = \""+sentY+"\"  z = \""+sentZ+"\"");
  //println( " \""+sentX+"\"  \""+sentY+"\"  \""+sentZ+"\"");
  print(freq);
  print("rad/s ");
  print(fecha);
  print(" ");
  print(hora2);
  print(":");
  print(minutos);
  print(":");
  print(segundos);
  print("-");
  println(milisegundos);

   //println( "receive: x = \""+sentX+"\"");
}

void draw() {}
```

C. Anexo 3: Caso estudio en Sistema de prueba IEEE 118-barras

Para verificar el método RACKE propuesto en el control de estabilidad transitoria, el sistema de prueba IEEE 118-barras fue utilizado, como se muestra en la Figura 6-1. El sistema consiste en 54 máquinas síncronas con excitadores IEEE type-1, 20 de ellos son compensadores síncronos solo utilizados para suministrar potencia reactiva y 15 de ellos son motores. Hay 172 barras, 185 líneas de transmisión, 76 transformadores y 91 cargas de impedancia constante, las cuales consumen en total 3668MW y 1428MVAr [68]. Para la construcción de la base de datos fueron consideradas alrededor de 551 simulaciones. Para ello, fallas trifásicas francas fueron consideradas como contingencias con diferentes tiempos de despeje crítico y localización. En los estudios, fue asumido que todos los generadores son observados por unidades PMU en las barras donde están acoplados y por un dispositivo de medición de velocidad angular sincronizada (sistema WAMS), tal como se presentó en la sección 4.1 de este documento.

De esta manera, fueron almacenadas las variables de ángulos de barra, ángulos de rotor, velocidad angular de rotor, potencia eléctrica de salida y potencia mecánica que fueron exportados con estados de operación cada 0,01 segundos. Para el análisis fueron considerados: unidades de responsabilidad, cambios de carga de -5% y +10%, y localización aleatoria de fallas en líneas de transmisión con valores entre 10% y 90% de la longitud. En la tabla 6-1 se presentan los UARP máximo y mínimo de cada zona. Como en el sistema de prueba IEEE 39-barras, cada planta de generación representa un área, la cual está compuesta de tres unidades de generación. Después de analizar y caracterizar el sistema de acuerdo con su respectiva oscilación, tres zonas fueron encontradas con sus respectivos ARs máximo y mínimo (UARP).

Figura 6-1: Sistema de prueba IEEE 118-barras.

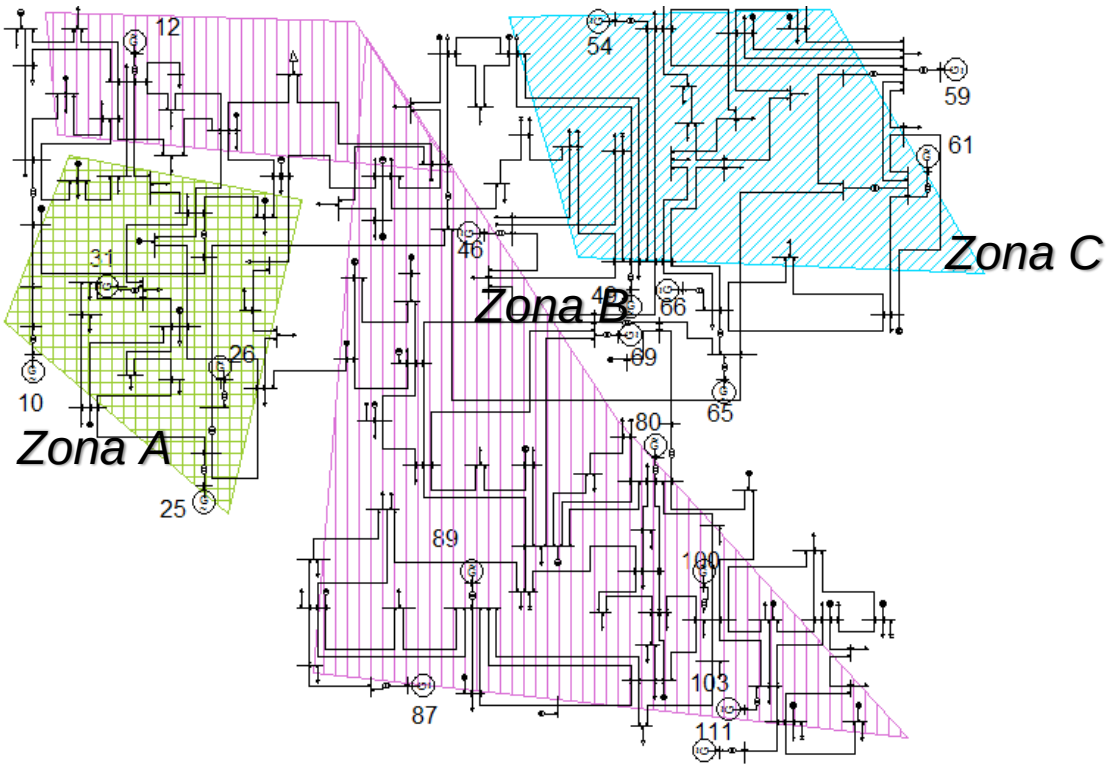


Tabla 6-1: Límites de AR de eventos de fallas en las 3 zonas

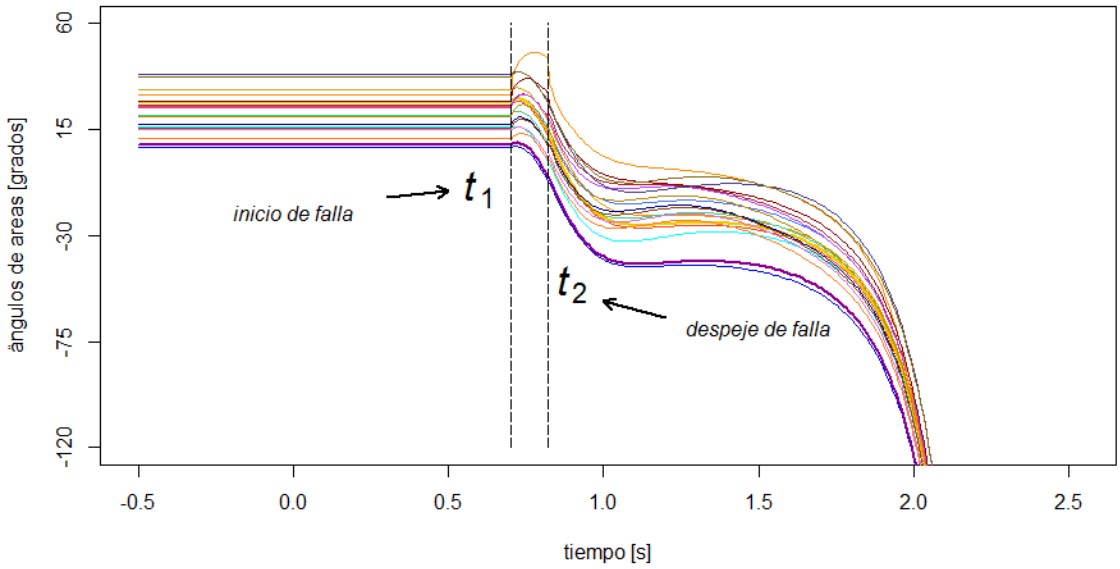
item	Area	UARP (max o min)
Zona A	**10 & 25**	**29°**
Zona B	**31 & 12**	**-24°**
Zona C	**49**	**28**

Caso estudio Línea 68-116:

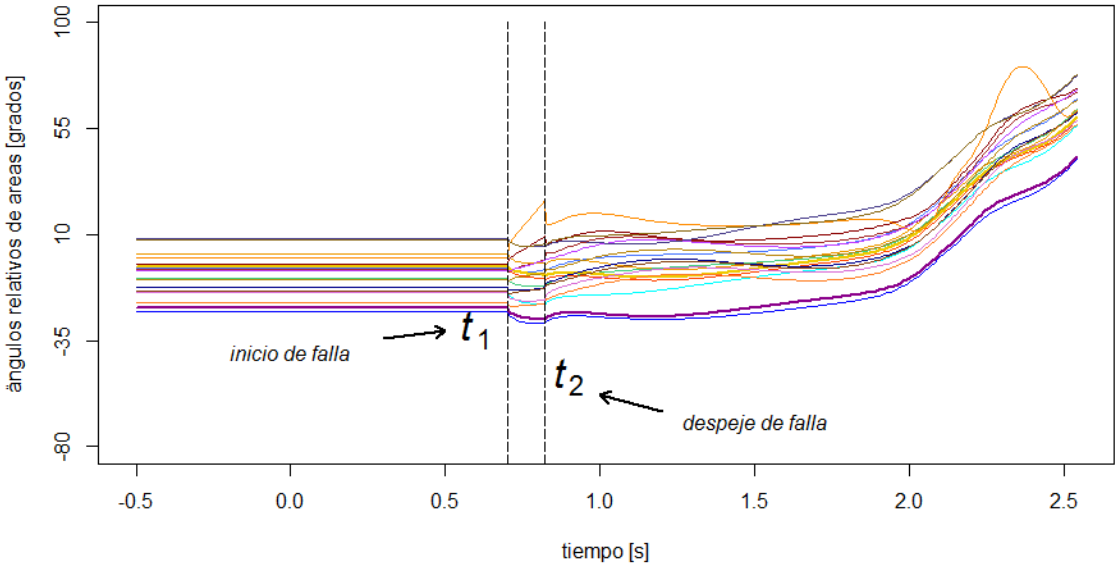
Para este caso, se evaluó una falla trifásica en la línea 68-116 en el sistema IEEE 118-barras, zona B del sistema, con tiempos de despeje de la perturbación de 100ms (críticamente estable) y 120ms (caso inestable), En las Figuras 6-2 y 6-3, se presentan los ángulos de barra de cada área y los AR de cada área para el caso inestable. Así como el

UARPmin es superado. La falla inicia en 0,7 segundos (t1) y a los 0,82 segundos (t2), la falla es despejada junto con la línea 68-116.

Figura 6-2: Oscilación del sistema



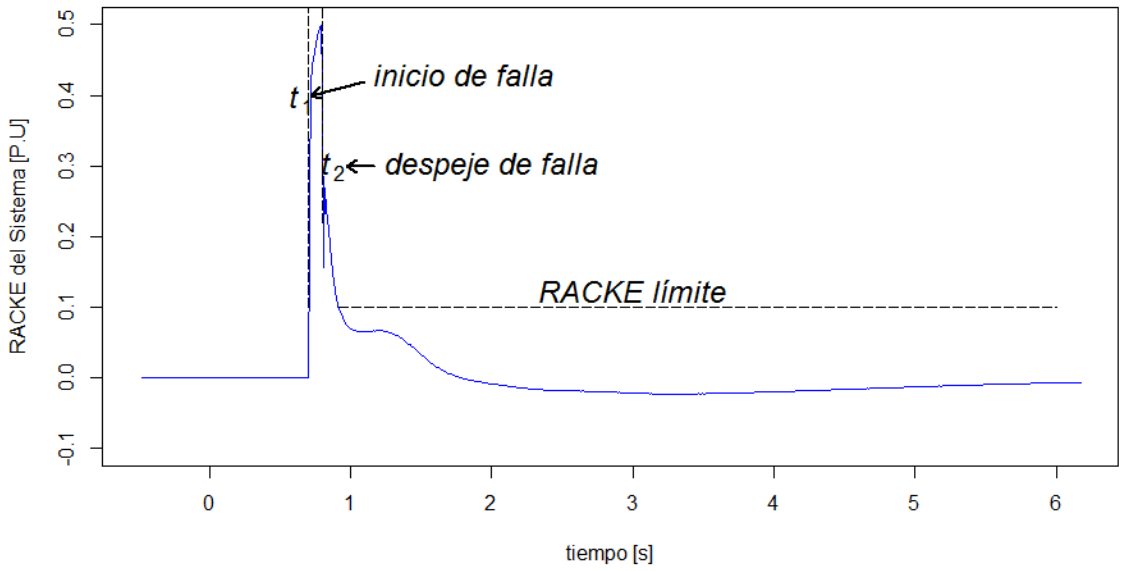
(a) Ángulos de barra del sistema, falla trifásica de 120ms en línea 68-116.



(b) Ángulos relativos del sistema, falla trifásica de 120ms en línea 68-116.

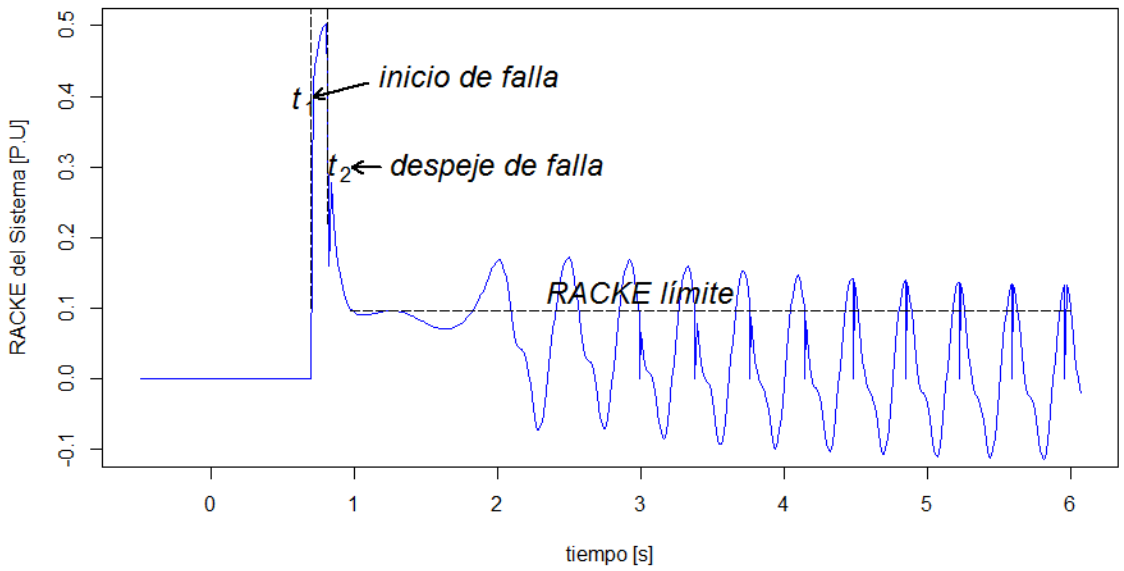
Nótese como los ángulos de barra tienden a la perdida de sincronismo del sistema en la Figura 6-2a, y en la Figura 6-2b los ARs superan los límites propuestos de la Tabla 6-1 para la zona B. Para la evaluación con el método RACKE en el sistema IEEE 118-barras, se siguió el mismo proceso que los casos presentados en la sección 5-3. Se tuvo en cuenta el criterio de umbral para tomar una acción de control cuando $\eta=0{,}1$, como el límite de energía cinética. En la Figura 6-3 se observa como el RACKE está dentro del límite, puesto que este cálculo pertenece al tiempo críticamente estable de una falla sobre la línea 68-116 (t=100ms).

Figura 6-3: RACKE críticamente estable por falla en la línea 68-116 (t=100ms)



Posteriormente, se lleva a cabo una falla para un caso inestable (t=120ms) en la Figura 6-4. Nótese ahora como el umbral del RACKE_SIS es superado, lo cual lleva al sistema a perder sincronismo. En este caso como lo muestran los ángulos de barra de la Figura 6-2a, los ángulos tienden a alejarse del punto de equilibrio y mediante este comportamiento de dirección de los ángulos, contraria a los presentados en la sección 5-2 y 5-3, se toman acciones de control con deslastre de carga. Debido a que cada punto de la curva de la Figura 6-4 y la Figura 6-5 representan el valor del cambio de energía cinética instantánea (RACKE) en tiempo real dado a las medidas sincronizadas de la velocidad angular, lo que hace posible saber el tiempo exacto en que se debe tomar la acción de control

Figura 6-4: RACKE inestable por falla en la línea 68-116 (t_2=120ms)



Así, cuando el RACKE_SIS toca el límite propuesto se toma una acción de control, es decir t_3=1,2 segundo (deslastre de 50% de carga de carga 12, carga 31, carga 59, carga 15 y carga 11), o sea, 287MW aproximadamente. Sin embargo, no es suficiente y el sistema perderá sincronismo. Por lo tanto, es necesario de una nueva acción de control, la cual es tomada en t_4=1,42 segundos (deslastre de carga 54, carga 80 y carga 60), es decir, 176,4MW aproximadamente. En la Figura 6-5 se presenta el comportamiento del RACKE_SIS después de las acciones de control y seguido se presentan los ángulos del sistema en la Figura 6-6 correspondiente a este escenario, claramente se observa como el sistema mantiene el sincronismo después de haber tomado las acciones de control respectivas.

Figura 6-5: RACKE controlado en la línea 68-116 (t_2=120ms)

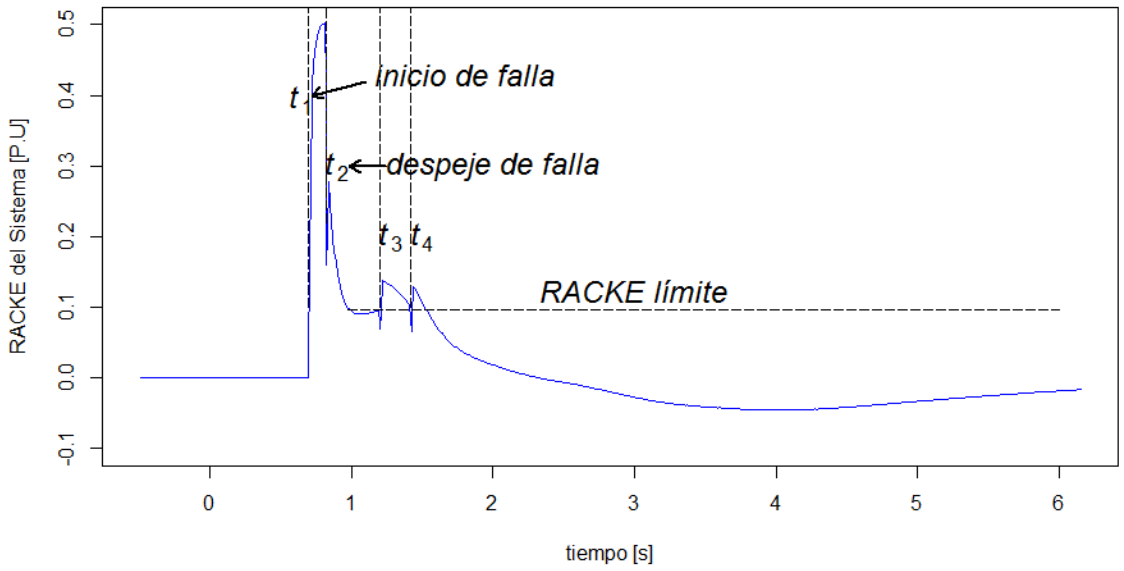
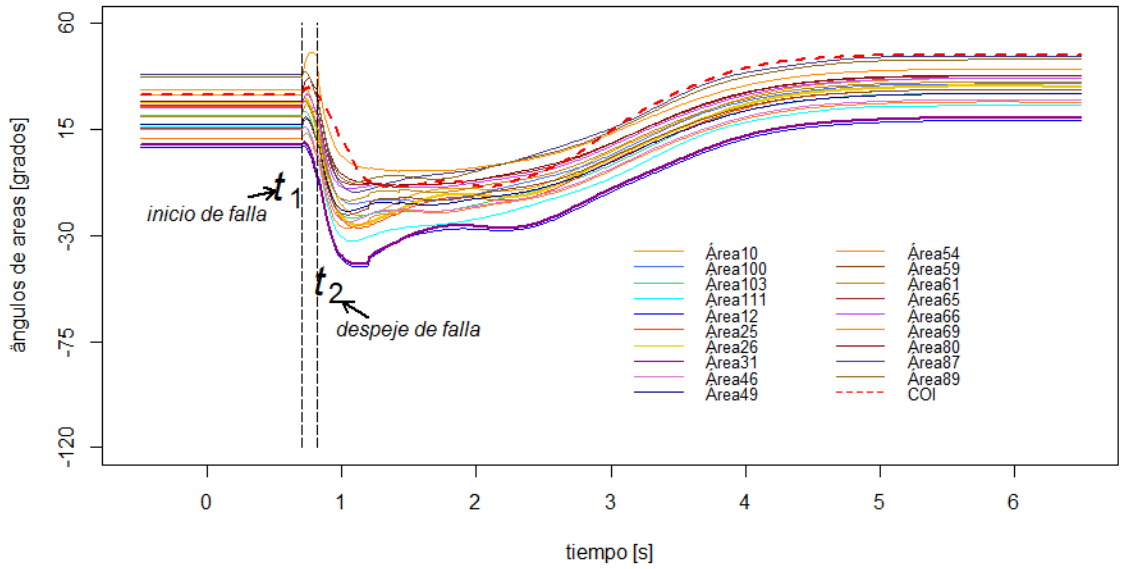


Figura 6-6: Ángulos de barra del sistema utilizando control mediante deslastre de carga



Finalmente, el Anexo 3 presentó como el método del RACKE funciona en un sistema diferente al propuesto en la sección 5-2 y sección 5-3 de este documento. El método

demuestra como una acción de control puede ser tomada en un momento exacto, utilizando esquemas de protección especial previamente construido de acuerdo con la base de datos de PMU. Sin embargo, para sistemas grandes como el IEEE 118-barras y algunos más extensos, es necesario un mayor refinamiento de los datos, se encontró que algunas fallas en algunas líneas del sistema IEEE 118-barra son demasiado largas (de un orden mayor a 600ms), lo cual no es pertinente en sistemas de potencia reales.

Bibliografía

[1] E. Kimbark, *Power system stability. Vol. 1*, V1 ed. New York: Wiley, 1948.

[2] *DIgSILENT Power Factory (2011). User's Manual Version 14.1.*, 1st ed. Gomaringen, Germany: DIgSILENT GmbH, 2011.

[3] D. E. Echeverria, J. L. Rueda, J. C. Cepeda, D. G. Colome, and I. Erlich, "Comprehensive approach for prediction and assessment of power system transient stability in real-time," in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5.

[4] J. L. Rueda, J. C. Cepeda, D. E. Echeverría, and D. G. Colomé, "Real-time transient stability assessment based on centre-of-inertia estimation from phasor measurement unit records," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 8, pp. 1363–1376, Aug. 2014.

[5] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education, 1994.

[6] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Boston, MA: Springer US, 1989.

[7] D. Ruiz-Vega, L. Wehenkel, D. Ernst, A. Pizano-Martínez, and C. R. Fuerte-Esquivel, "Power System Transient Stability Preventive and Emergency Control," 2014, pp. 123–158.

[8] M. Pertl, T. Weckesser, M. Rezkalla, K. Heussen, and M. Marinelli, "A decision support tool for transient stability preventive control," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 147, pp. 88–96, Jun. 2017.

[9] CIGRE(1988), "State of the art in non classical means to improve power systems stability," *CIGRE-Electra*, pp. 87–113, 1988.

[10] D.-H. Choi, S. H. Lee, Y. C. Kang, and J.-W. Park, "Analysis on Special Protection Scheme of Korea Electric Power System by Fully Utilizing STATCOM in a Generation Side," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 1882–1890, May 2017.

[11] C. W. Taylor *et al.*, "Single-Pole Switching for Stability and Reliability,"

IEEE Trans. Power Syst., vol. 1, no. 2, pp. 25–36, 1986.

[12] D.-H. Yoon, G. Jang, and Y.-H. Moon, “A study of the application of fast valving and braking resistor for an intelligent SPS,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 818–823, Dec. 2013.

[13] N. I. Abdul Wahab and A. Mohamed, “Area-Based COI-Referred Rotor Angle Index for Transient Stability Assessment and Control of Power Systems,” *Abstr. Appl. Anal.*, vol. 2012, pp. 1–23, 2012.

[14] L. Diez-Maroto, L. Rouco, and F. Fernandez-Bernal, “Modeling, Sizing, and Control of an Excitation Booster for Enhancement of Synchronous Generators Fault Ride-Through Capability: Experimental Validation,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 31, no. 4, pp. 1304–1314, Dec. 2016.

[15] J. Renedo, A. Garcia-Cerrada, and L. Rouco, “Active Power Control Strategies for Transient Stability Enhancement of AC/DC Grids With VSC-HVDC Multi-Terminal Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4595–4604, Nov. 2016.

[16] E. Farantatos, R. Huang, G. J. Cokkinides, and A. P. Meliopoulos, “A predictive out of step protection scheme based on PMU enabled dynamic state estimation,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–8.

[17] M. R. Aghamohammadi and S. M. Tabandeh, “A new approach for online coherency identification in power systems based on correlation characteristics of generators rotor oscillations,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 470–484, Dec. 2016.

[18] NASPI, “SYNCHROPHASOR TECHNOLOGY GLOSSARY,” 2011.

[19] J. Yan, C.-C. Liu, and U. Vaidya, “PMU-Based Monitoring of Rotor Angle Dynamics,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2125–2133, Nov. 2011.

[20] “Blackout 2003: Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations Apr. 5, 2004, U.S.–Canada Power System Outage Task Force,” 2004.

[21] S. Corsi and C. Sabelli, “General blackout in Italy Sunday September 28,

2003, h. 03:28:00," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, vol. 2, pp. 1691–1702.

[22] P. Kundur and G. K. Morison, "TECHNIQUES FOR EMERGENCY CONTROL OF POWER SYSTEMS AND THEIR IMPLEMENTATION," *IFAC Control Power Syst. Power Plants*, vol. Beijing, C, 1997.

[23] X. D. Liu *et al.*, "A novel fast transient stability prediction method based on PMU," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1–5.

[24] G. G. Karady and Jun Gu, "A hybrid method for generator tripping," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting,* vol. 1, p. 231.

[25] P. Bhui and N. Senroy, "Real Time Prediction and Control of Transient Stability Using Transient Energy Function," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–1, 2016.

[26] T. Amraee and S. Ranjbar, "Transient Instability Prediction Using Decision Tree Technique," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3028–3037, Aug. 2013.

[27] J. Hazra, R. K. Reddi, K. Das, D. P. Seetharam, and A. K. Sinha, "Power grid transient stability prediction using wide area synchrophasor measurements," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–8.

[28] M. A. Zamani, R. Beresh, and S. L. Cress, "A PMU-augmented stability power limit assessment for reliable arming of special protection systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 128, pp. 134–143, Nov. 2015.

[29] Y. Zhang, L. Wehenkel, P. Rousseaux, and M. Pavella, "SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 195–208, Mar. 1997.

[30] Y. Zhang, M. Pavella, and L. Wehenkel, "A Method for Real-Time Transient Stability Emergency Control," *IFAC Proc. Vol.*, vol. 30, no. 17, pp. 633–638, Aug. 1997.

[31] D. Ernst and M. Pavella, "Closed-loop transient stability emergency

control," in *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)*, 2011, vol. 1, pp. 58–62.

[32] F. Shi, H. Zhang, and G. Xue, "Instability prediction of the inter-connected power grids based on rotor angle measurement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 88, pp. 21–32, 2017.

[33] S. A. Siddiqui, K. Verma, K. R. Niazi, and M. Fozdar, "A unified control scheme for power system transient stability enhancement through preventive and emergency control," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 365–383, Feb. 2016.

[34] H. Wang, B. Zhang, and Z. Hao, "Response Based Emergency Control System for Power System Transient Stability," *Energies*, vol. 8, no. 12, pp. 13508–13520, Nov. 2015.

[35] F. A. Diaz-Alzate, E. J. Candelo-Becerra, and F. J. Villa Sierra, "Transient Stability Prediction for Real-Time Operation by Monitoring the Relative Angle with Predefined Thresholds," *Energies* , vol. 12, no. 5. 2019.

[36] "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.

[37] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power system control and stability*. John Wiley & Sons, 2008.

[38] A. A. Fouad and V. Vittal, *Power system transient stability analysis using the transient energy function method*. Prentice Hall, 1992.

[39] A. A. Fouad and V. Vittal, *Power system transient stability analysis using the transient energy function method*. Prentice Hall, 1992.

[40] M. Rostami and S. Lotfifard, "Scalable Coordinated Control of Energy Storage Systems for Enhancing Power System Angle Stability," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 763–770, Apr. 2018.

[41] G. Stagg and A. El-Abiad, "Computer methods in power system analysis," 1st ed., McGraw-Hill, Ed. 1968, pp. 366–397.

[42] L. Wehenkel and M. Pavella, "Preventive vs. emergency control of power systems," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition,*

2004., pp. 628–633.

[43] L. Wehenkel, “Emergency control and its strategies,” *Proc 13th PSCC 1999,* vol. 1, pp. 35–48, 1999.

[44] A. G. Phadke, “Synchronized phasor measurements in power systems,” *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 6, no. 2, pp. 10–15, Apr. 1993.

[45] IEEE Power & Energy Society, Ed., *C37.118.1-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.* New York, 3 Park Avenue : IEEE, 2011.

[46] T. Boston, “Synchrophasor System Benefits Fact Sheet " It’s like going from an X-ray to a MRI of the grid. ",” *NASPI*, 2010. [Online]. Available: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/62.pdf. [Accessed: 14-May-2018].

[47] “Phasor Advanced FAQ.” [Online]. Available: http://www.phasor-rtdms.com/phaserconcepts/phasor_adv_faq.html. [Accessed: 04-Jul-2018].

[48] a N. H. El-amary and B. S. El Safty, “Early Detection of Voltage Instability in Distribution System utilizing Phasor Measurement Units,” *Int. Conf. Renew. Energies Power Qual.*, 2010.

[49] Power System Relaying Committee of the IEEE Power & Energy Society, *C37.118.2-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems.* New York NY: IEEE, 2011.

[50] J. G. M. Patel, S.Aivaliotis, E.Allen, D.Bakken, L.Beard, V.Bhaman, T.Bilke, V.Budhraja, T.Bowe, R. Carroll, S.Dahman, “Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability,” Princeton, 2010.

[51] A. MIX, Scott R.; KIRKHAM, Harold; SILVERSTEIN, “Recommended Guidelines for NERC CIP Compliance for Synchrophasor Systems,” Richland, WA (United States), 2017.

[52] and J. C. C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, “Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection PHASOR DATA REQUIREMENTS

FOR Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications EIPP Real Time Task Team, White Paper On Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Applications – Final Draft," CERTS - Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, Unite Stated, 2005.

[53] A. Silverstein, S. Achanta, M. Danielson, P. Evans, T. Jones, and H. Kirkham, "Time Synchronization in the Electric Power System NASPI Technical Report NASPI Time Synchronization Task Force," 2017.

[54] N. NERC, "Reliability Guideline PMU Placement and Installation," NERC-North American Electric Reliability Corporation, Atalanta, 2016.

[55] C. W. Taylor, D. Erickson, B. Wilson, K. Martin, J. Tillett, and M. Venkatasubramanian, "BPA's Wide-Area stability and voltage Control System (WACS) WAMS to WACS," in *IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (IX SEPOPE)*, 2004, p. 3.

[56] NERC, *PRC-002-2 — Disturbance Monitoring and Reporting Requirements*. NERC-North American Electric Reliability Corporation, 2015.

[57] "SFH309 Datasheet - Siemens Semiconductor Group." [Online]. Available: https://www.alldatasheet.com/datasheet-pdf/pdf/45639/SIEMENS/SFH309.html? [Accessed: 18-Dec-2018].

[58] ublox, "NEO-6 u-blox 6 GPS Modules Data Sheet NEO-6-Data Sheet," 2011.

[59] "Arduino Uno a fondo. Mapa de pines | Aprendiendo Arduino." [Online]. Available: https://aprendiendoarduino.wordpress.com/2016/06/27/arduino-uno-a-fondo-mapa-de-pines-2/. [Accessed: 05-Mar-2019].

[60] "Arduino Uno Rev3." [Online]. Available: https://store.arduino.cc/usa/arduino-uno-rev3. [Accessed: 18-Dec-2018].

[61] Nick Gammon, "Gammon Forum - Electronics Microprocessors : Timers and counters." [Online]. Available: https://www.gammon.com.au/timers. [Accessed: 14-Mar-2019].

[62] C. de operación E. XM, Direccion planeacion de operación Colombia. CENACE, Direccion de planeamiento y operación Ecuador, CELEC, “Generación de seguridad y límites de transferencia de potencia entre los sistemas eléctricos de colombia y Ecuador diciembre 2014 – diciembre 2015,” 2015.

[63] I. Hiskens, “IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls,” 2013.

[64] N. I. A. Wahab and A. Mohamed, “Transient stability emergency control of power systems employing UFLS combined with generator tripping method,” in *2010 IEEE International Conference on Power and Energy*, 2010, pp. 426–431.

[65] A. A. Al-Taee, M. A. Al-Taee, and W. Al-Nuaimy, “Augmentation of transient stability margin based on rapid assessment of rate of change of kinetic energy,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 588–596, Nov. 2016.

[66] X. Kong, H. Jia, Y. Jiang, S. Zhao, and D. Fang, “Criterion to evaluate power system online transient stability based on adjoint system energy function,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 1, pp. 104–112, Jan. 2015.

[67] M. Sherwood, Dongchen Hu, and V. M. Venkatasubramanian, “Real-time detection of angle instability using synchrophasors and action principle,” in *2007 iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability*, 2007, pp. 1–11.

[68] “IEEE 118-bus modified test system.” [Online]. Available: http://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/dynamic-ieee-test-systems/ieee-118-bus-modified-test-system. [Accessed: 11-Feb-2019].