



UTN.BA

FACULTAD
REGIONAL
BUENOS AIRES

TRABAJO FINAL INTEGRADOR
ESPECIALIZACIÓN EN ENERGÍA ELÉCTRICA.

Título:

“Análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando mediciones provenientes de los PMU’s instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)”

Autor: Ing. Carlos Maria Rios

Buenos Aires – junio 2023

1. Introducción.....	4
1.1 Fundamentación.....	5
1.2 Estado del arte.....	6
1.3 Objetivo Generales.....	7
1.4 Objetivo Específicos.....	7
1.5 Metodología.....	7
2. Estado del conocimiento.....	9
2.1 Oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia.....	9
2.1.1 Introducción.....	9
2.1.2 Clasificación de la estabilidad – tipos de oscilaciones.....	10
2.1.3 Estabilidad angular.....	11
2.1.4 Dinámica del rotor y la ecuación de oscilación.....	13
2.1.5 Estabilidad de pequeña señal.....	15
2.1.6 Estabilidad de pequeña señal en sistema generador y barra infinita.....	18
2.1.7 Estabilidad de pequeña señal en sistemas multi maquinas - Análisis modal.....	22
2.1.8 Estabilidad transitoria.....	25
2.1.9 Criterios de desempeño.....	26
2.2 Sistema y Tecnología de medición sincrofasorial (PMU).....	28
2.2.1 Introducción.....	28
2.2.2 Reseña histórica.....	31
2.2.3 Sincrofasor: Concepto y definición.....	32
2.2.4 Medición de errores.....	34
2.2.5 Arquitectura básica de un PMU.....	36
3. Discusión.....	37
3.1 Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).....	37
3.1.1 Sincrofasores en el mundo.....	40
3.1.2 Estructura general de un sistema de medición sincrofasorial.....	41
3.1.3 Concentrador de Datos.....	43
3.1.4 Engineer - Aplicaciones.....	45
3.1.5 Comunicaciones y transmisión de sincrofasores.....	50
3.2 Evaluación y análisis de los modos oscilatorios usando análisis Prony.....	53
3.2.1 Metodología, descripción y aplicación de análisis de Prony.....	53
3.2.2 Descripción matemática del método de Prony.....	54
3.2.3 Ventana de análisis.....	57

3.2.4	Software empleado para el análisis Prony.....	59
3.2.5	Simulación y análisis de estabilidad de pequeña señal - Sistema Simple.....	62
3.2.6	Descripción del sistema eléctrico bajo análisis.....	66
4.	Conclusiones	79
5.	Referencias	80

1. Introducción

Actualmente el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) cubre la totalidad del territorio nacional, a nivel de redes de extra y alta Tensión. El Despacho es único y es realizado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) desde su Centro de Control (CAMMESA S.A, 2018).

Durante años, las mediciones tradicionales con Telecontrol y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés) han sido utilizadas para proveer la información del estado estacionario del sistema eléctrico de potencia (SEP). Sin embargo, las mediciones de SCADA en sistemas eléctricos de área amplia (WAMS, por sus siglas en inglés Wide Area Management System and Control) tienen importantes limitaciones debido a su escasa resolución temporal y su alta latencia. Esta baja resolución temporal dificulta, entonces, estimar las frecuencias y el amortiguamiento de las oscilaciones eléctricas que se presentan en el sistema (Leibovich, 2019).

En los últimos años, el SADI ha experimentado y experimentará numerosos cambios, entre los que se puede destacar la incorporación de nuevas líneas de 500 kV junto a la incorporación de fuentes de energía renovables intermitentes, las cuales producen incertidumbres en la operación del sistema. La interconexión NOA-NEA vinculó las áreas noroeste y noreste del SADI, así como la denominada interconexión Comahue - Cuyo conectó las áreas Comahue y Cuyo. De esta manera la estructura radial del SADI se ha transformado en una estructura que empieza a ser mallada (Leibovich, 2019).

Estos factores producen una modificación en el comportamiento dinámico del sistema, ya que varían los modos dominantes de oscilaciones electromecánicas, es decir, los modos de oscilación entre máquinas sincrónicas con más bajos amortiguamientos. Todo esto, sumado al continuo incremento en la demanda y a la posibilidad de ocurrencia de una gran perturbación, podrían conducir a que el estado SEP se desvíe del rango operativo admisible, e incluso ocasionar inestabilidad o apagones a gran escala (Viscarra & Colomé, 2019).

Por todo lo expuesto, resulta de suma importancia disponer de un sistema de medición de alta resolución. El estado actual de la técnica de monitoreo y supervisión en los principales sistemas eléctricos del mundo se basa esencialmente en el empleo de sincrofasores (Leibovich, 2019). Los Sincrofasores son representaciones de variables de los sistemas eléctricos con una referencia temporal precisa y exacta. Dichas mediciones se realizan a través de ciertos dispositivos denominados PMU's (del inglés, Phasor Measurement Units).

Si bien estos sistemas se vienen desarrollando hace décadas, los principales eventos que promovieron su desarrollo final fueron los grandes apagones de Brasil en 1999, Noreste de EEUU y Canadá en 2003. Hasta ese entonces, los sistemas de monitoreo y protección sólo "observaban" la porción de la red que se les asignaba y no existían herramientas que permitan analizar la red eléctrica en su conjunto como un sistema.

Para la red argentina en particular, hoy en día la misma cuenta con varios automatismos los cuales velan por mantener la estabilidad del sistema eléctrico, adelantándose a grandes desequilibrios y desconectando algunas partes del sistema para evitar un "efecto dominó" que termine provocando un gran apagón. Si bien estos automatismos aseguran actualmente la estabilidad de la red, los mismos podrían ser optimizados a futuro con un sistema que analice la red de manera global (Nanda, 2018).

En lineamientos con las tendencias mundiales, la Secretaría de Energía de la Nación, a través de CAMMESA, lanzó un proyecto en el año 2019 denominado "Sincrofasores en el SADI" el cual contempla la implementación de 46 dispositivos PMU's para datos de medición a lo largo de diferentes ubicaciones de red y en distintos niveles de tensión (dependiendo de la importancia de los nodos y la disponibilidad de la infraestructura, en términos de comunicaciones) para hacer la transmisión de datos factible (Nanda, 2018).

Los PMU's realizan mediciones con una velocidad máxima típica de 1 fasor por ciclo, es decir 1 fasor cada 20 ms en sistemas de 50 Hz y 1 fasor cada 16,66 ms en sistemas de 60 Hz. Esta velocidad supera notablemente a las velocidades obtenidas con sistemas SCADA, que son del orden de 1 dato cada 2 o 4 segundos. Esta elevada frecuencia de muestreo permite obtener información de fenómenos

oscilatorios de frecuencias del orden de 10 Hz, permitiendo analizar modos de oscilación electromecánica (interáreas, locales e intraplanta) y oscilaciones subsincrónicas de baja frecuencia.

1.1 Fundamentación.

La República Argentina, por su extenso territorio tiene la particularidad de que los centros de consumo se encuentran alejados de los puntos de generación. En especial la generación renovable cuyos mayores recursos se encuentra en los extremos del país, mientras que los centros de carga están en la zona central. Esta última ha sido impulsada en los últimos años con un marcado crecimiento de su parque.

Bajo este contexto, se tiene que las transferencias de potencia a largas distancias entre las diferentes empresas de energía han ido aumentando constantemente. Dado que estas transferencias de potencia son limitadas por las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, el problema de estabilidad de pequeña señal se ha convertido en un reto a resolver, no solo en el planeamiento de la operación sino durante la misma, es decir en tiempo real. En este sentido, existe la necesidad de disponer de una herramienta de evaluación de los modos oscilatorios críticos, de manera de tener la información suficiente para decidir acciones cuando se presenten oscilaciones que puedan ser perjudiciales para la estabilidad del sistema.

Por definición, la estabilidad de ángulo del rotor o angular es la capacidad de las máquinas sincrónicas de conservar el sincronismo después de un disturbio, así como la capacidad de restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico en cada máquina sincrónica del sistema (P. Kundur, 1994). La estabilidad angular se clasifica según la magnitud de la perturbación en: estabilidad de pequeña señal (para pequeñas perturbaciones); y estabilidad transitoria (para grandes perturbaciones) (Viscarra & Colomé, 2019).

El problema de estabilidad de ángulo del rotor radica en el estudio de las oscilaciones electromecánicas inmersas en los sistemas de potencia. Este estudio tiene el objetivo de analizar la posible ocurrencia de inestabilidad oscilatoria, la cual se desarrolla cuando existe déficit de torque de amortiguamiento o amortiguante.

En el marco de un sistema eléctrico de potencia, los problemas oscilatorios pueden ser de naturaleza local o global. Los problemas locales (modos de oscilación locales) están asociados con oscilaciones entre los rotores de un pequeño grupo de generadores cercanos unos a otros, en tanto, los problemas globales (modos de oscilación interáreas) en cambio, son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores que exhiben características de coherencia bastante marcadas (como en el caso de las interconexiones internacionales).

En la operación diaria, los centros de control obtienen señales SCADA del sistema, en donde la tasa de actualización de estas mediciones se encuentra entre 2 a 4 segundos (Leibovich, 2019), mientras que los modos oscilaciones de baja frecuencia se encuentran en un rango entre 0.1 y 1 Hz los inter-área y de 1 a 2 Hz los locales, por lo tanto, la tasa de actualización de las mediciones SCADA no es suficiente para observar las oscilaciones del sistema de potencia.

Convencionalmente, el análisis de las oscilaciones se ha realizado fuera de línea utilizando modelos del sistema de potencia para simular y analizar su comportamiento dinámico, para luego, a través del análisis modal (el cual considera que ante pequeñas perturbaciones las ecuaciones diferenciales que representan la dinámica del sistema pueden ser linealizadas), determinar la frecuencia y el amortiguamiento de los modos oscilatorios a través del cómputo de los valores propios de la matriz de estado del sistema (Juárez & Colomé, 2009).

Un enfoque novedoso, es la utilización de mediciones sincrofasoriales obtenidas por equipos PMU's ubicados en el sistema de potencia. La metodología está orientada a calcular la frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios a partir de estas mediciones sincrofasoriales (Juárez & Colomé, 2009).

Esta metodología tiene la ventaja de que no requiere simular el modelo del sistema de potencia para determinar las oscilaciones de baja frecuencia, y considerando la disponibilidad actual de este tipo de

mediciones en el SADI, se presenta el reto de emplear estos datos para de esta manera poder realizar una evaluación de los modos oscilatorios presente en el sistema eléctrico y poder validar el uso de las mediciones arrojadas por los equipos con funcionalidad PMU.

1.2 Estado del arte

Los primeros equipos PMU desarrollados por el instituto tecnológico de Virginia Tech tienen orígenes en finales de la década del 80. Los avances tecnológicos relacionados al sistema de posicionamiento global (GPS) junto con el desarrollo de las comunicaciones, permitieron a esta herramienta una excelente utilización para el monitoreo de redes eléctricas que mejoran la operación, planificación y análisis post-operativo, del sistema de potencia.

La implementación de equipos sincrofasoriales para la formación de un sistema de monitoreo de área amplia comenzó a utilizarse en los países con mayor desarrollo tecnológico. Según se detalla en (Sattinger, et al. 2006) y (Juárez & Colomé, 2009) EEUU, Canadá, México, Brasil, Francia, China, España, Italia, Suiza, han implementado en sus SEPs (Sistemas Eléctricos de potencia) aplicaciones de monitoreo, control y protección utilizando WAMS, por ejemplo, en algunas de sus diversas aplicaciones como monitoreo de oscilaciones de potencia, análisis de estabilidad de tensión, monitoreo de niveles térmicos en las líneas, etc.

Los grandes apagones que han sufrido los sistemas eléctricos a nivel mundial aceleraron la implementación de sistemas WAMS, luego que se dieron a conocer que las principales causas de los *blackout* fueron originadas por la ausencia de herramientas tecnológicas que permitan monitorear varias áreas eléctricas de una forma centralizada, como si fuesen una sola.

Dos de las mayores potencias mundiales como son Estados Unidos y China, comenzaron su implementación de equipamiento PMU. El primero de ellos lo hizo mediante la creación del NAPS (del inglés North American SynchroPhasor Initiative), el cual es un proyecto que busca aumentar la confiabilidad y observabilidad del sistema eléctrico estadounidense, mediante la tecnología sincrofasorial. Actualmente existen más de 2500 PMU's instalados en distintos puntos del país. En tanto China, comenzó en el año 1995, y para el año 2013 llevaba instalados más de 2,400 PMU's a lo largo de su territorio, abarcando gran porción de sus estaciones transformadoras (Leibovich, 2019).

En Sudamérica, un tanto más relegado, en el año 2003, surge el proyecto MedFasee llevado adelante por la universidad de Santa Catarina (Brasil). Como consecuencia de los buenos resultados obtenidos, se agregan al proyecto, las universidades argentinas, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Universidad Nacional de Tucumán (UNT), Universidad Nacional del Comahue (UNCO) y Universidad Nacional de La Plata (UNLP), conformando el proyecto MedFasee Conosur (Leibovich, 2019). Este constaba de la implementación de una red de medición de la tensión trifásica en la red de distribución de baja tensión, para ser utilizada como un instrumento de desarrollo, difusión y uso académico de la tecnología.

A nivel local, en el año 2016 CAMMESA realiza la licitación de "Adquisición de Equipos Multifunción para medición de variables de red con Funcionalidad de Medición Fasorial". La misma perseguía la finalidad de integrar el uso de equipos PMU y conformar un Sistema de Monitoreo de Área Extendida que le permita, mejorar la planificación, operación y análisis post-operativo de SADI.

Actualmente se cuenta con 46 equipos para mediciones de variables de la red con funcionalidad PMU y un software encargado de la concentración, procesamiento y análisis de las mediciones sincrofasoriales, distribuidas en niveles de extra alta tensión, alta tensión y media tensión del sistema eléctrico argentino.

Por el lado de países de América del sur, mencionamos el caso de Guatemala, quien utiliza mediciones sincrofasoriales para la detección de oscilaciones de potencia, por otro lado, Ecuador quien comenzó en 2010 con un sistema WAMS y están en camino a implementar WAMPAC. Otro caso de interés es Deslastre Automático de Carga (DAC) adoptado por Perú en 2017, quien utiliza un sistema WAMPAC basado en PMU (Amico, et al. 2020).

Existen diversas aplicaciones para el uso de sistemas de área amplia. En relación con el análisis de estabilidad de pequeña señal, son varios los países que utilizan la información que arrojan las mediciones sincrofasoriales para poder determinar los modos oscilatorios presentes en los sistemas eléctricos. Las señales obtenidas de los PMU pueden ser procesadas de manera online u offline a través de herramientas matemáticas. En la bibliografía se proponen diferentes métodos paramétricos, siendo el método de Prony (MP) la herramienta más estudiada y utilizada (Viscarra & Colomé, 2019). Para el caso del procesamiento online, este es el encargado de graficar los fasores, como también obtener las tendencias, y además es quien procesa en tiempo real las mediciones para detectar los modos de oscilación presentes en la red.

En tanto el modo offline es el responsable de realizar un análisis más detallado de las mediciones obtenidas por los PMU's.

Las propuestas actuales están orientadas a calcular frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios a partir estas mediciones sincrofasoriales realizadas en los SEPs. Esta metodología tiene la ventaja de que no requiere simular el modelo del sistema de potencia para determinar las oscilaciones de baja frecuencia.

1.3 Objetivo Generales

Una de las grandes ventajas que presentan las mediciones sincrofasoriales es su post-procesamiento realizado en forma offline. Con este trabajo se busca identificar modos oscilatorios de baja frecuencias producidas en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a partir de las mediciones sincrofasoriales (PMU) que brindan los equipos pertenecientes a CAMMESA, y los cuales se encuentran distribuidos en diferentes puntos del sistema interconectado.

1.4 Objetivo Específicos

- Describir las principales características de la tecnología de medición sincrofasorial, su normativa y su implementación mundial para el análisis dinámico del sistema de potencia.
- Describir la implementación, alcance y arquitectura del sistema de monitoreo de área extendida en el SADI.
- Elaborar una síntesis de las características del método de análisis de Prony como la metodología más utilizada para el análisis modal de mediciones sincrofasoriales.
- Elaborar una forma de identificación de modos oscilatorios producidos en el SADI a través de la utilización de OBAT.

1.5 Metodología.

Para poder alcanzar los objetivos planteados será preciso llevar adelante tareas de investigación del estado del arte, tanto de la implementación de sistemas de área amplia en el mundo, como a nivel local. Se deberá profundizar en la tecnología existente en el país y conocer cuáles son perspectivas a futuro en relación con a la aplicación de la tecnología sincrofasorial.

Sera necesario estudiar en profundidad, la normativa, las comunicaciones y arquitecturas utilizadas para la creación de sistemas de monitoreo de área extendida a modo tal de conformar un marco teórico de la aplicación sincrofasorial.

Para la determinación de los modos oscilatorios, el mismo se hará sobre eventos puntuales desarrollados en el sistema eléctrico interconectado, y los cuales serán suministrados por CAMMESA

a través de los registros obtenidos por los equipos PMU's que se encuentran distribuidos en las distintas subestaciones del Sistema Argentino de Interconexión.

Haciendo uso de la información que brindan los equipos registradores PMU's se realizará el análisis oscilatorio de baja frecuencia mediante la aplicación de una de las técnicas de estimación modal más conocida y utilizada para este fin, como lo es el análisis Prony. Para llevar adelante el procesamiento de las señales mediante el método descripto se utilizará la herramienta OBAT, la cual permite determinar los modos oscilatorios, hallando la frecuencia y amortiguamiento de los mismo.

Será necesario realizar labores de selección, procesamiento de señales y su correspondiente análisis.

- Selección de información: Seleccionar la información proporcionada por CAMMESA de al menos dos unidades de medida fasorial (PMU) que sean capaces de brindar información de algún tipo de evento en el sistema interconectado, de manera que pueda ser usado para validar el uso de la herramienta informática basada en el análisis de Prony con el objetivo de detectar las oscilaciones de pequeña señal.
- Procesamiento de datos: Para poder procesar la información será necesario, integrar los datos de manera que puedan ser utilizados por el Toolbox de Matlab. Esto último es teniendo en cuenta que los archivos de salida de los PMU's son archivos COMTRADE y para que estas mediciones sean capaces de procesarse deberán ser modificadas de forma tal de cumplir con las necesidades del software.
- Características operativas del sistema: Una vez procesados los datos se deberá determinar los modos oscilatorios presentes en la señal, identificando la frecuencia y su amortiguamiento. Posteriormente, se buscará relacionar los resultados obtenidos con características operativas del sistema como despachos de generación, demandas, fallas, etc. Intentado establecer recomendaciones generales y que de alguna manera apoyen a las conclusiones del trabajo de referencia.

2. Estado del conocimiento

2.1 Oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia

2.1.1 Introducción

El problema de las oscilaciones en sistemas de potencia está fuertemente ligado a los conceptos de estabilidad y, por ende, a la seguridad de estos.

La estabilidad de los sistemas de potencia puede definirse como la capacidad de dichos sistemas para mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones de operación normales, así como la capacidad de recuperar dicho estado de equilibrio luego de ser afectado el sistema por una perturbación (P. Kundur, 1994).

Para una operación confiable el sistema debe ser seguro, y estable. Para cumplir con este objetivo el sistema debe ser diseñado para soportar las contingencias más severas con la mínima pérdida de carga.

Tanto la confiabilidad la seguridad y la estabilidad se encuentran relacionados entre sí ya que, para que un sistema sea confiable (objetivo primario del diseño de un sistema), debe ser seguro y para que sea seguro debe ser estable.

Las oscilaciones en el sistema de potencia son propias de sus características de funcionamiento, iniciándose debido a los a los permanentes cambios que ocurren en la carga y generación de un sistema. Esto se debe a que, por motivos funcionales y económicos, los sistemas de potencia son operados en condiciones cercanas a los límites de estabilidad transitoria y de estado estacionario.

Por su dinámica intempestiva, cada nueva condición de carga puede provocar oscilaciones en el sistema. Dichas oscilaciones son aceptables en la medida en que estén afectadas por un elevado amortiguamiento, dado que el operador manual no cuenta tradicionalmente con herramientas para tomar una decisión y mucho menos para prevenirlas (Leibovich, 2019).

Para poder evaluar la estabilidad de un sistema de potencia, debe conocerse el comportamiento de este cuando es sometido a una perturbación transitoria, que puede ser pequeña o de gran importancia.

Cuando se hace referencia a una gran perturbación se considera un evento tal como un corto circuito, la pérdida de una línea, la desconexión de carga o cargas importantes, o también, la salida de servicio de una unidad de generación. En tanto, cuando se habla de una perturbación pequeña, se considera un evento tal como los cambios en la carga del sistema que suelen ocurrir a lo largo del día.

En resumen, el estudio de estabilidad en sistemas de potencia eléctrica se ocupa de analizar los fenómenos resultantes en dichos sistemas cuando al someterse a una perturbación, bien sea grande o pequeña, ve alterados sus puntos de operación y oscila entre unos valores límites superior e inferior hasta que alcanza un nuevo punto de operación válido, manteniendo la operación sincrónica de todas las máquinas del sistema.

2.1.2 Clasificación de la estabilidad – tipos de oscilaciones

Debido a que el análisis y estudio de estabilidad abarca un importante y gran número de fenómenos ocasionados por diferentes tipos de perturbación o ventanas de tiempo o variables afectadas, se han establecido clasificaciones para abordar de una mejor manera los análisis.

En 2004, la IEEE y el CIGRE desarrollaron la siguiente clasificación para el estudio de la estabilidad en sistemas de potencia, donde se complementa la clasificación en la Figura 2-1.

En el año 2021 esta clasificación fue modificada y se encuentra en discusión por la IEEE (IEEE, 2021). La modificación es debida a la adición de dos nuevas categorías, las cuales se deben prácticamente a generación no-sincrónica con convertidores. Para el desarrollo del presente trabajo tal nueva clasificación no será tenida en cuenta.

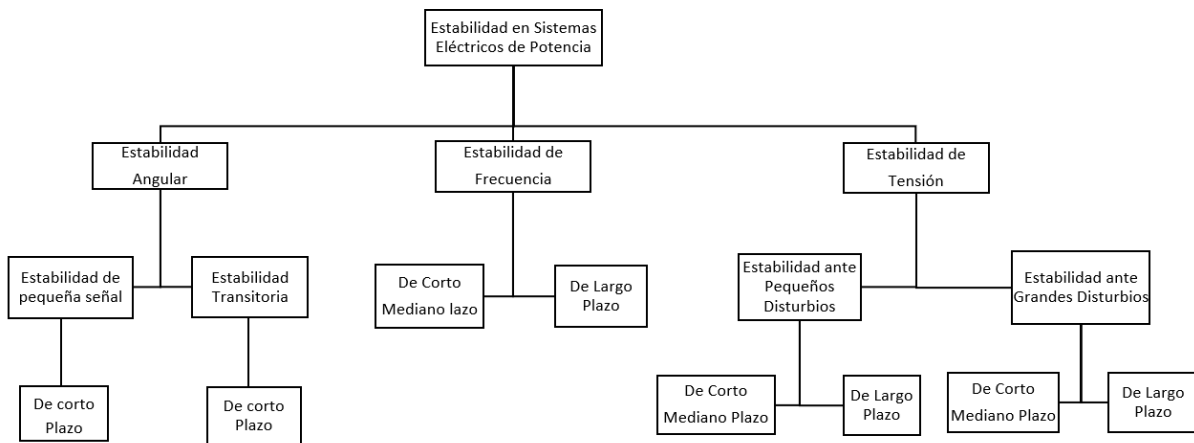


Figura 2-1 Clasificación de análisis de estabilidad (IEEE, 2021).

Otro punto de intereses para el estudio de estabilidad es lo relacionado a las ventanas de tiempo de los fenómenos y sus características físicas.

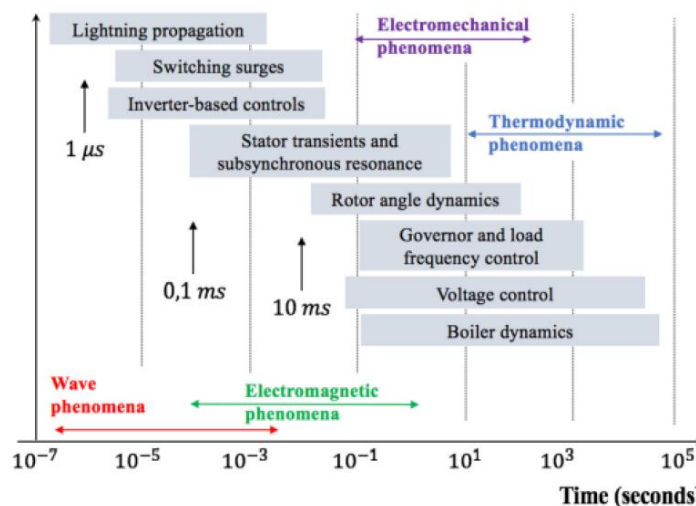


Figura 2-2 Clasificación de los fenómenos según ventana de tiempo (IEEE, 2021).

Según las características físicas de los diferentes fenómenos, se pueden agrupar en magnéticos, electromagnéticos, electromecánicos y termodinámicos como se muestra en la Figura 2-2. Para cada tipo de ellos es posible relacionar directamente una escala de tiempo en que ocurre cada tipo de dinámica dentro del sistema de potencia.

2.1.3 Estabilidad angular

Podemos definir la estabilidad angular como la capacidad de las máquinas síncronas de conservar el sincronismo después de un disturbio, la que depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico en cada máquina síncrona del sistema (Lorenzón, 2020).

Para que el sistema eléctrico esté en sincronismo los rotores de sus generadores síncronos deben estar en sincronismo, es decir, girando a la misma velocidad, lo que está directamente vinculado a la frecuencia eléctrica en el sistema ya que en un generador síncrono el campo magnético del rotor induce en los bobinados trifásicos del estator la tensión alterna generada (Franco, 2012).

De esto último podemos decir que la estabilidad se relaciona con la electrodinámica del sistema y sus generadores, la dinámica del ángulo rotórico y la relación potencia-ángulo.

Debido a la relación que existe entre la frecuencia de la red eléctrica y la velocidad de giro de los rotores, el ángulo rotórico de los generadores síncronos y la fase de su tensión de salida guardan relación (Franco, 2012).

Una vez inducidas las tensiones en los devanados estatóricos, las corrientes de dichos devanados que alimentan una carga generan un campo denominado estatórico.

Los campos rotórico y estatóricos reaccionan entre sí, tendiendo a alinearse dichos campos, para lo cual se produce un torque que se opone al movimiento del rotor. Dicho torque provoca, entonces, que el primo motor vinculado al rotor deba aplicar un torque mecánico para mantener la rotación. Por lo tanto, la potencia de salida del generador solo puede modificarse mediante un cambio en el torque de la maquina impulsora (Leibovich, 2019).

El incremento del torque mecánico produce un aumento de la velocidad de rotación del rotor que permite ubicarlo en una nueva posición relativa al campo estatórico opuesto y, por lo tanto, una variación de la potencia de salida del generador. De la misma manera, una reducción del torque mecánico genera un retardo en la posición del rotor y una variación de la potencia generada (Leibovich, 2019).

En condiciones de estado estacionario, los campos rotórico y estatóricos tienen la misma velocidad de rotación, pero con una diferencia angular dependiente de la potencia generada, comúnmente denominado ángulo de potencia y se lo reconoce con la letra δ (Lorenzón, 2020).

Para modelar la relación existente entre los ángulos de las distintas máquinas del sistema y el flujo de potencia existente, puede considerarse el diagrama de la Figura 2-3 donde se representan dos máquinas síncronas (un generador y un motor) las cuales se vinculan mediante una línea de transmisión puramente inductiva, con su correspondiente reactancia X_L (Leibovich, 2019).

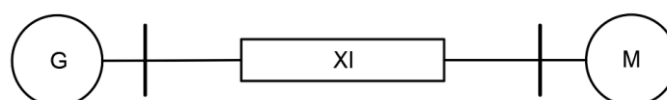


Figura 2-3 Modelo lineal de conexión entre máquinas síncronas.

Si se consideran la caída de tensión en la resistencia del devanado estatórico y la reactancia de dispersión el esquema de la figura anterior puede modelarse mediante el circuito eléctrico de la Figura 2-4 y el diagrama fasorial de la Figura 2-5.

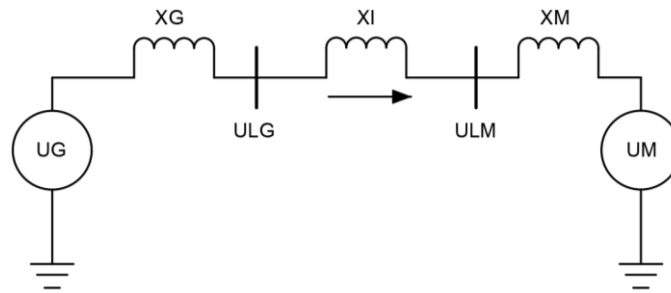


Figura 2-4 Esquema de conexión entre máquinas síncronas.

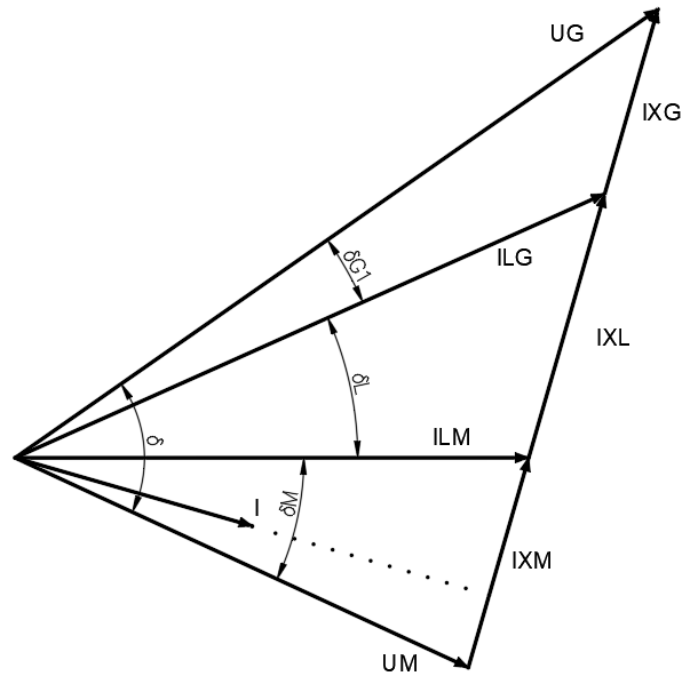


Figura 2-5 Diagrama fasorial de conexión entre máquinas síncronas.

Recordando la expresión de transferencia de potencia y haciendo uso del diagrama vectorial de la Figura 2-5, podemos calcular la potencia que el generador transmite hacia el motor con la Ec. 2.1.

$$P = \frac{U_G \times U_M}{X_T} \times \sin \delta = \frac{U_G \times U_M}{X_G + X_L + X_M} \times \sin \delta \quad (2.1)$$

El problema de estabilidad de ángulo del rotor involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia, para mantener o restaurar el equilibrio entre el torque eléctrico y el torque mecánico de cada máquina del sistema.

De acuerdo con la relación potencia-ángulo altamente no lineal, puede llegar el límite en que una mayor separación produzca la disminución de la transferencia de potencia. Esto tiende a aumentar la velocidad y la separación angular llevando a la pérdida de sincronismo (Quinaluiza, 2014). Queda evidenciado en la última expresión la existencia de un ángulo δ para el cual la potencia generada es máxima, y a partir del cual no pueden equilibrarse las potencias del primo motor y del generador, dando como consecuencia la pérdida del sincronismo. Esta potencia se conoce como el límite de estabilidad en régimen estacionario. En la práctica un generador opera con un ángulo de potencia considerablemente menor a 90° (Lorenzón, 2020).

2.1.4 Dinámica del rotor y la ecuación de oscilación

Unas de las ecuaciones de vital importancia para el análisis de estabilidad en sistemas de potencia es la ecuación de oscilación, la cual gobierna la dinámica del rotor dentro del generador sincrónico.

Partiendo de la expresión de la energía cinética de un maquina sincrónica resulta:

$$E = \frac{1}{2} \times J \times \omega_{sm}^2 [J] \quad (2.2)$$

Donde:

$J =$ Momento de inercia del generador y primo motor [$kg \cdot m^2$]

$\omega_{sm}^2 =$ Velocidad sincronica [rad/seg]

Sabiendo que la velocidad sincrónica eléctrica está relacionada con la velocidad sincrónica mecánica a través del número de polo del generador, podemos reemplazar la velocidad sincrónica mecánica por su respectivo equivalente eléctrica según la Ec. (2.3).

$$\omega_s [rad_{elec}/seg] = \frac{P}{2} \times \omega_{sm} \quad (2.3)$$

Donde, P es el número de polos del generador.

Despejando ω_{sm} de la Ec.(2.3) y reemplazando en (2.2) se tiene que:

$$E = \frac{1}{2} \times \left[J \times \left(\frac{2}{P} \right)^2 \omega_s^2 \right] = \frac{1}{2} \times \underbrace{\left[J \times \left(\frac{2}{P} \right)^2 \times \omega_s \right]}_{\text{Constante de Inercia } M} \times \omega_s \quad (2.4)$$

Reemplazando M en la Ec. (2.4) se tiene:

$$E = \frac{1}{2} \times M \times \omega_s \quad (2.5)$$

La constante de inercia más común encontrada en la bibliografía es la expresada en términos de la potencia nominal de la máquina, la misma se denota con la letra H y su expresión es la mostrada a continuación.

$$H = \frac{\frac{1}{2} \times M \times \omega_s \times 10^6}{S_{nominal}} \left[\frac{MJ}{MVA} = \frac{MW \cdot seg}{MVA} \right] \quad (2.6)$$

Aplicando las leyes de Newton, la ecuación diferencial que describe la dinámica del rotor, despreciando las pérdidas en los devanados, en el hierro y la fricción, y sin considerar la existencia del devanado amortiguador, es expresada por la siguiente ecuación de segundo orden:

$$J \times \frac{d^2 \theta_{mec}}{dt^2} = T_{mec} - T_{ele} [N \cdot m] \quad (2.7)$$

La ecuación anterior, la podemos expresar en términos de potencia y valores unitarios, para esto multiplicamos ambos miembros por ω_{sm} y recordando que el producto entre el par y la velocidad nos dan la expresión de potencia se tiene que:

$$J \times \omega_{sm} \times \frac{d^2 \theta_{mec}}{dt^2} = P_{mec} - P_{ele} [MW] \quad (2.8)$$

Seguidamente y teniendo en cuenta la expresión de la Ec. (2.3) y reemplazando en la Ec. (2.8) se tiene:

$$\underbrace{J \times \left(\frac{2}{P}\right)^2 \omega_s}_{\text{Constante de Inercia } M} \times \frac{d^2 \theta_{mele}}{dt^2} = P_{mec} - P_{ele} [MW] \quad (2.9)$$

Finalmente se tiene:

$$M \times \frac{d^2 \theta_{mele}}{dt^2} = P_{mec} - P_{ele} [MW] \quad (2.10)$$

El inconveniente que se presenta con la Ec. (2.10), es que el ángulo θ sea eléctrico o mecánico, se toma con respecto a una referencia fija como bien se muestra en la Figura 2-6, esto ocasiona que a medida que transcurre el tiempo, al estar la maquina girando, este ángulo crece de manera constante lo cual dificulta conocer la dinámica de la máquina.

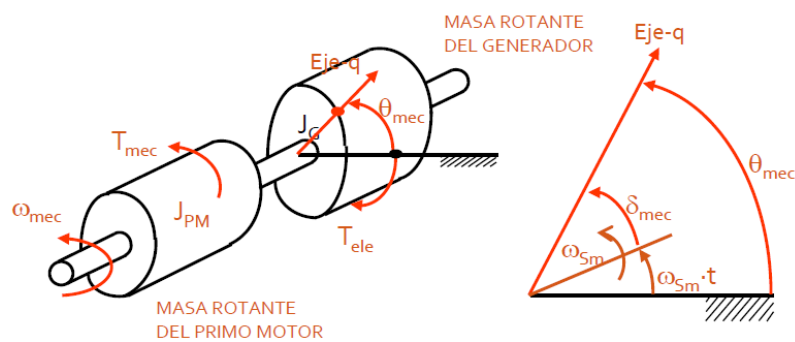


Figura 2-6 – Ejes de referencias (Lorenzón, 2020).

Es por esto último que se suele utilizar una referencia móvil. Para ello se toma un eje que gira a velocidad sincrónica y se define un nuevo ángulo δ .

$$\delta_{mec} = \theta_{mec} - \omega_{sm} \cdot t \quad (2.11)$$

$$\delta_{ele} = \theta_{ele} - \omega_s \cdot t \quad (2.12)$$

Este ángulo δ será la diferencia entre el ángulo θ menos la referencia sincrónica, mientras el rotor gire a velocidad sincrónica la diferencia entre θ y el eje de referencia será constante.

Considerando las Ec. (2.11) y (2.12) y reemplazando δ por θ se tiene:

$$\frac{d^2 \theta_{mele}}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_{mele}}{dt^2} \quad (2.13)$$

Y sabiendo que:

$$H = \frac{\frac{1}{2} \times M \times \omega_s}{S_{nominal}}$$

Despejamos de esta última expresión M:

$$M = \frac{2 \times H \times S_{nominal} \omega_s}{\omega_s} \quad (2.14)$$

Reemplazando esta última expresión en la Ec. (2.13) se tiene:

$$\frac{2 \times H \times S_{nominal}}{\omega_s} \times \frac{d^2 \delta_{mele}}{dt^2} = P_{mec} - P_{ele} \quad (2.15)$$

Teniendo en cuenta que $\omega_s = 2 \cdot \pi \cdot f$ y reemplazando en (2.15) se tiene:

$$\frac{H \times S_{nominal}}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2 \delta_{mele}}{dt^2} = P_{mec} - P_{ele} [MW] \quad (2.16)$$

Por último, dividimos ambos miembros por la potencia nominal, con lo cual se obtiene una expresión en p.u.

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2 \delta_{mele}}{dt^2} = P_{mec} - P_{ele} [p.u.] \quad (2.17)$$

Finalmente hemos hallado la ecuación diferencial de segundo orden no lineal que describe la dinámica del rotor de una máquina sincrónica.

2.1.5 Estabilidad de pequeña señal

Uno de los grandes grupos en los que se divide la estabilidad angular, es lo que se denomina estabilidad en régimen estacionario o estabilidad de pequeña señal, la cual se la puede definir como la capacidad del sistema de mantener sincronismo cuando está sometido a pequeños disturbios. En este caso la estabilidad está asegurada si el sistema puede retornar a su estado original o alcanzar un nuevo estado.

Esta característica de las perturbaciones permite analizar al sistema realizando simplificaciones y linealizando las ecuaciones de respuesta frente a los transitorios estudiados que describen su comportamiento (Lorenzón, 2020).

En referencia a la estabilidad de pequeña señal, la estabilidad del ángulo de rotación de las máquinas generadoras se convierte en la principal variable a considerar. Esto se debe a que, para mantener el sincronismo, es necesario conservar, y recuperar tras una perturbación, el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico en cada máquina del sistema (Leibovich, 2019).

Las máquinas sincrónicas mantienen el sincronismo por la aparición de fuerzas restaurativas que se contraponen a aquellas que intentan acelerar o frenar una o más máquinas respecto a las restantes. Un cambio en el torque eléctrico, T_{ele} de una máquina sincrónica luego de una perturbación puede dividirse en dos componentes, el torque sincronizante, T_S y el torque amortiguante T_D como se observa en la Ec. (2.18) (Lorenzón, 2020).

$$\Delta T_{ele} = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.18)$$

Donde:

T_{ele} = Torque electrico.

T_S = Torque sincronizante.

T_D = Torque amortiguante.

$\Delta\delta =$ Variación del ángulo rotórico.

$\Delta\omega =$ Variación de la velocidad del rotor.

Como se mencionó, las oscilaciones electromecánicas son analizadas como parte de la estabilidad del ángulo de rotación. Ante una situación de reducción de velocidad las maquinas transfieren, de manera transitoria, la potencia que deben generar hacia otros generadores del sistema. Esta situación puede resultar en dos tipos de oscilaciones. Una debido a un torque sincronizante insuficiente, el cual conlleva a una condición de inestabilidad donde el ángulo rotórico crece de manera aperiódica, y la restante hace referencia a un torque amortiguante insuficiente relacionado con la velocidad del rotor haciendo que esta crezca de manera oscilatoria (Leibovich, 2019).

La falta de amortiguamiento es el principal problema que existe en la estabilidad de pequeña señal y da como resultado una oscilación no amortiguada en el sistema de potencia que lo puede llevar al colapso.

A continuación, se detallan mediante dos figuras lo mencionado anteriormente.

En el caso de un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, en ausencia de un control de excitación, la inestabilidad ocurre por un torque sincronizante insuficiente.

Si en el sistema el torque sincronizante y el torque amortiguante son positivo, las oscilaciones se amortiguan hacia un nuevo estado estacionario. Caso contrario ocurre cuando el T_D es negativo, para este caso, las oscilaciones crecen de manera aperiódica como se indica en la parte inferior de la figura 2-6 (Lorenzón, 2020).

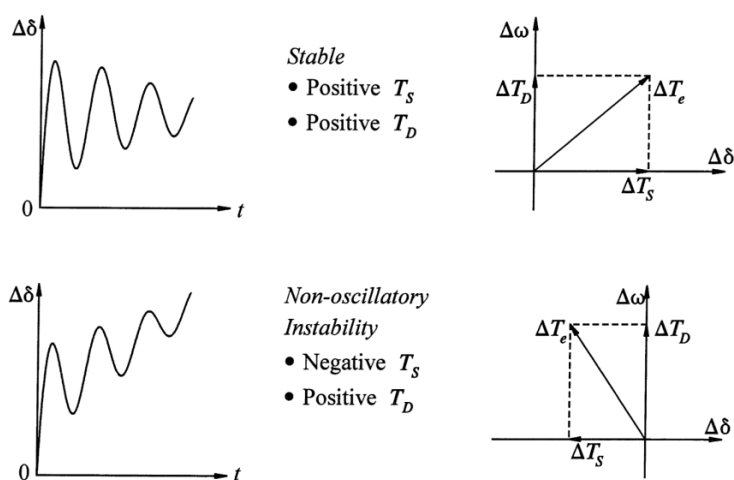


Figura 2-7 Incremento monótono del ángulo del rotor (Lorenzón, 2020).

A diferencia del caso anterior, se tiene un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia con un control de excitación actuando continuamente para controlar la tensión. Se debe asegurar un torque amortiguante suficiente para evitar oscilaciones angulares crecientes (Lorenzón, 2020).

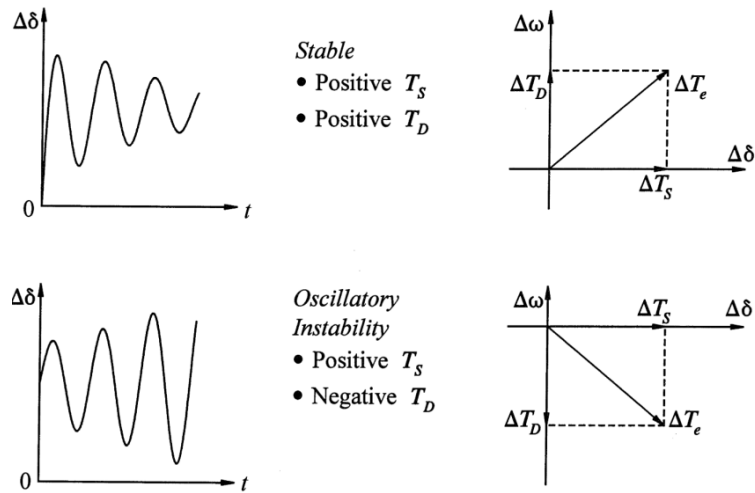


Figura 2-8 Oscilaciones del rotor de amplitud creciente (Lorenzón, 2020).

Las oscilaciones electromecánicas generadas, entonces, adquieren gran importancia para la estabilidad del sistema. Dichas oscilaciones pueden ser muy bien diferenciadas en base a su frecuencia, adquiriendo entonces diferentes características (Lorenzón, 2020).

- **Modo de oscilación Intra-planta:** Las máquinas que conforman una misma estación generadora oscilan unas contra otras. En este caso, la frecuencia de oscilación se ubica entre 2 y 3 Hz dependiendo de las potencias de las unidades y de la reactancia existente entre ellas. Se las denomina oscilaciones Intra planta debido a que se manifiestan dentro de la estación, sin afectar al resto del sistema de potencia.

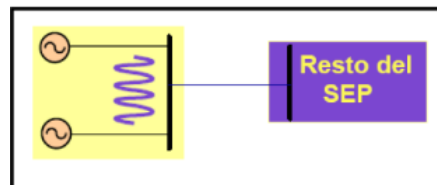


Figura 2-9 Modo de oscilación Intra-planta 2 - 3 Hz.

- **Modo de oscilación Local:** Un generador oscila contra el resto del sistema. En este caso, la frecuencia de oscilación se ubica entre 1 y 2 Hz. Si al resto del sistema se lo modela como de potencia de cortocircuito infinita, la frecuencia y amortiguamiento de la oscilación varían según características propias de la maquina y su impedancia de conexión al sistema.

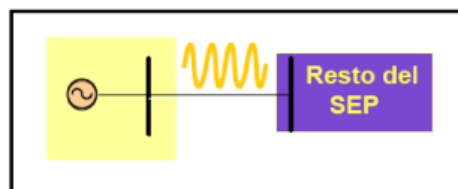


Figura 2-10 Modo de oscilación Local 1 - 2 Hz.

- **Modo de oscilación Inter-Área:** Este fenómeno se observa a lo largo de toda la red. En este caso, un grupo de generadores oscila contra otro grupo de generadores, con una frecuencia menor a 1 Hz, generalmente entre 0,1 y 1 Hz. El amortiguamiento de este modo de oscilación depende de las características de interconexión entre los grupos oscilantes, de la naturaleza de las cargas conectadas y su influencia sobre la dinámica de los controles de las maquinas

oscilantes y del flujo de potencia existente en la interconexión. La oscilación inter-área es la principal causa de colapsos en el sistema de potencia.

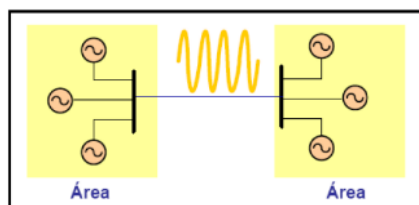


Figura 2-11 Modo de oscilación Inter-área 0,2 - 0,7 Hz.

- **Modo de oscilación de Control:** Las oscilaciones están asociadas a interacciones de los mecanismos de control de las máquinas con los sistemas de excitación y carga, debido a ajustes incorrectos en dichos mecanismos. La frecuencia de las oscilaciones varía entre 3 y 10 Hz.

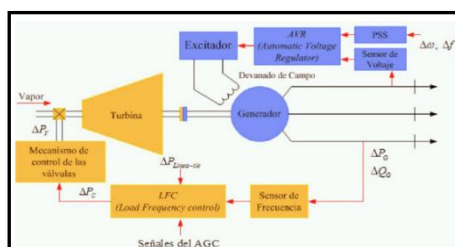


Figura 2-12 Modo de oscilación de control 3 - 10 Hz.

- **Modo de oscilación Torsional:** La oscilación está asociada a los sistemas de control del eje de la turbina del generador y tiene una frecuencia que varía entre los 10 y los 46 Hz.

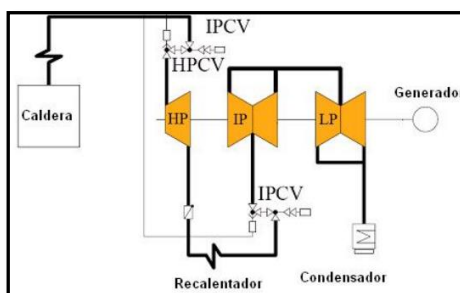


Figura 2-13 Modo de oscilación Intra planta 10 - 46 Hz.

2.1.6 Estabilidad de pequeña señal en sistema generador y barra infinita

Anteriormente definimos a la estabilidad de pequeña señal como la capacidad del sistema de mantener sincronismo cuando este se encuentra sometido a pequeños disturbios o cambios como pueden ser, variaciones en la demanda, cambios de consignas de los controladores de excitación o reguladores de velocidad de las máquinas, etc.

La particularidad que presenta este análisis es que, debido a que estudia como impactan las pequeñas variaciones en el sistema, el problema se puede linealizar alrededor del punto de operación. Esto se explica mejor con la siguiente gráfica.

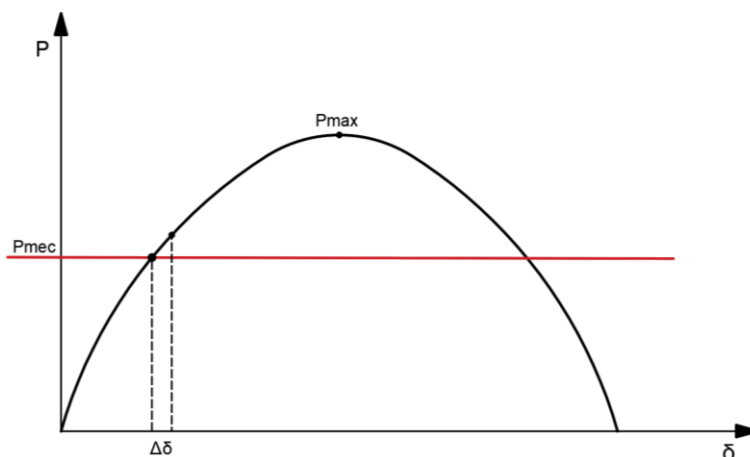


Figura 2-14 Curva Potencia – Angulo.

Sea el caso en que una maquina se encuentra conectada a un sistema de potencia infinita y la misma se halla operando en el punto de equilibrio entre la potencia mecánica y potencia eléctrica. Para el estudio de la estabilidad de pequeña señal se puede linealizar el problema en el punto de operación mostrado en la figura. Para esta primera aproximación al estudio consideramos que no actúan los sistemas de control de excitación y gobernador del generador.

Reemplazando en la Ec. (2.17) $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$ se tiene que la ecuación de oscilación es:

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = P_{mec} - P_{max} \times \sin(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (2.19)$$

Haciendo uso de la entidad trigonométrica y reemplazando en Ec. (2.19):

$$\sin(\alpha + \beta) = \sin \alpha \times \cos \beta \pm \cos \alpha \times \sin \beta \quad (2.20)$$

Tenemos:

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2\delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = P_{mec} - P_{max}(\underbrace{\sin \delta_0 \times \cos \Delta\delta}_{\substack{\text{Al ser muy pequeño} \\ \cos \Delta\delta \cong 1}} + \underbrace{\cos \delta_0 \times \sin \Delta\delta}_{\text{Tiende a } \Delta\delta}) \quad (2.21)$$

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2\delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = P_{mec} - P_{max}(\sin \delta_0 + \cos \delta_0 \times \Delta\delta) \quad (2.22)$$

Esta última expresión se puede dividir en dos ecuaciones:

Estado inicial del sistema

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2\delta_0}{dt^2} = P_{mec} - P_{max}(\sin \delta_0) \quad (2.23)$$

Estado linealizado para $\Delta\delta$

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = -P_{max}(\cos \delta_0 \times \Delta\delta) \quad (2.24)$$

Donde:

$$P_s = -P_{max}(\cos \delta_0) \quad (2.25)$$

Representa la potencia sincronizante.

Reemplazando la Ec.(2.24) en Ec.(2.25) tenemos:

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + P_s \times \Delta\delta = 0 \quad (2.26)$$

Esta última expresión diferencial tiene una ecuación característica dada como se muestra a continuación:

$$s^2 = \frac{-\pi \times f}{H} \times P_s \quad (2.27)$$

Analizando esta última expresión, se puede determinar que si la potencia sincronizante P_s es **negativa** se tienen raíces en el semiplano derecho, por lo tanto, la respuesta será exponencialmente creciente y el sistema será inestable.

En cambio, si P_s es **positiva** se tendrán raíces sobre el eje imaginario, la respuesta será oscilatoria y el sistema será estable.

La frecuencia con la que va a oscilar el sistema puede determinarse como:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\pi \times f}{H} \times P_s} \quad (2.28)$$

Para el caso en donde se considera el torque amortiguador T_D , el cual es el resultado de la acción motora del rotor debido a la diferencia angular de velocidad de los campos rotantes estáticos y rotórico, se adiciona en la ecuación de oscilación un término D, denominado coeficiente de amortiguamiento, el cual tiene en cuenta los devanados amortiguadores de la máquina.

Reescribiendo nuevamente la ecuación de oscilación y operando sobre ella se tiene la siguiente expresión:

$$\frac{H}{\pi \cdot f} \times \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \boxed{D \times \frac{d\Delta\delta}{dt}} + P_s \times \Delta\delta = 0 \quad (2.29)$$

Obtenemos:

$$\frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + 2 \times \zeta \times \omega_n \times \frac{d\Delta\delta}{dt} + \omega_n^2 \times \Delta\delta = 0 \quad (2.30)$$

Donde se define:

$$\zeta = \frac{D}{2} \times \sqrt{\frac{\pi \times f}{H \times P_s}} \quad (2.31)$$

El cual se lo reconoce como razón de amortiguamiento e indica con que velocidad se atenúa la señal. Nuevamente, podemos ver de la Ec. (2.31) que el amortiguamiento será positivo siempre que la potencia sincronizante también lo sea.

De manera análoga, como en el caso sin amortiguamiento, la Ec. (2.30) tiene una ecuación característica que responde a la siguiente:

$$s^2 + 2 \times \zeta \times \omega_n \times s + \omega_n^2 = 0 \quad (2.32)$$

Tal ecuación tiene sus raíces y frecuencia de amortiguamiento.

$$s_{1-2} = -\zeta \times \omega_n \pm j\omega_d \quad (2.33)$$

$$\omega_d = \omega_n \times \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (2.34)$$

Finalmente, la solución a la ecuación de oscilación lleva al siguiente resultado:

$$\delta = \delta_0 + \frac{\Delta\delta_0}{\sqrt{1 - \zeta^2}} \times e^{-\zeta \cdot \omega_n \cdot t} \times \sin(\omega_d \cdot t + \cos^{-1} \zeta) \quad (2.35)$$

Como se puede ver, la solución se compone de un estado inicial δ_0 , una función exponencial, una frecuencia y una fase.

Derivando δ con respecto a dt podemos obtener:

$$\omega = \omega_0 - \frac{\omega_n \times \Delta\delta_0}{\sqrt{1 - \zeta^2}} \times e^{-\zeta \cdot \omega_n \cdot t} \times \sin(\omega_d \cdot t) \quad (2.36)$$

Definimos a τ como la constante de tiempo y la misma es representada por la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{1}{\zeta \times \omega_n} = \frac{2 \times H}{\pi \times f \times D} \quad (2.37)$$

- Si aumentamos H , se observan en la Ec. (2.28) y en la Ec. (2.31) que la frecuencia natural (ω_n) y la constante de amortiguamiento (ζ) se reducen, lo cual se evidencia en la Ec. (2.37) que se tiene un mayor tiempo de establecimiento (τ).
- Si aumentamos P_s , la frecuencia natural aumenta Ec. (2.28), pero ζ disminuye Ec.(2.31), por lo tanto τ no se modifica. Es decir que si se quiere modificar el tiempo de establecimiento (τ) modificando la potencia sincronizante no se tendrán ningún efecto.

2.1.7 Estabilidad de pequeña señal en sistemas multi maquinas - Análisis modal

En el apartado anterior se describieron las ecuaciones características para el caso de un sistema generador oscilando contra una barra de potencia infinita en donde solo se tenían dos variables, δ y ω .

Conceptualmente, el análisis modal permite representar una función (o señal) $y(t)$ mediante la suma de otras funciones más simples denominadas funciones básicas o modos. Cada una de las señales estarán caracterizadas por una magnitud A , una oscilación armónica con frecuencia ω_i y fase ϕ_i . La misma estará amortiguada de manera exponencial con una constante de amortiguamiento σ_i .

La finalidad que persigue este análisis es determinar la naturaleza de las oscilaciones y a partir de allí suministrar información requerida para, por ejemplo, diseñar un sistema de control suplementario a los ya existentes o determinar la sintonización adecuada para un control existente (Lorenzón, 2020).

$$y(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\sigma_i t} \times \cos(\omega_i \cdot t + \phi_i) \quad (2.38)$$

En los sistemas reales donde intervienen múltiples generadores, el cálculo se vuelve más complejo. En particular, para el análisis de pequeña señal el método más usado es el análisis modal, el cual, aplicado a un sistema de potencia, tiene la finalidad de investigar el comportamiento dinámico del mismo ante pequeñas perturbaciones, identificando sus diferentes frecuencias características. Cada uno de estos modos poseerá una componente real, σ_i que será responsable del amortiguamiento, y una parte imaginaria, ω_n que estará relacionada con su frecuencia de oscilación (Lorenzón, 2020).

En un sistema de potencia se requiere que todos sus modos sean estables, en realidad, lo deseable es que todos ellos tengan coeficientes de amortiguamiento lo suficientemente grandes como para que todas las oscilaciones se desvanezcan lo más rápido posible.

El análisis modal utiliza técnicas de autovalores para determinar la estabilidad ante pequeños disturbios. Este método forma la matriz de estado del sistema para luego obtener sus autovalores. Esta técnica se basa en el análisis de estabilidad por el primer método de Lyapunov, el cual establece que la estabilidad ante pequeños disturbios de un sistema no lineal está determinada por los autovalores de la matriz de estado (las raíces de la ecuación característica del sistema lineal de primeras aproximaciones) (Quinaluiza, 2014).

2.1.7.1 Representación de espacio de estado

Las oscilaciones poco amortiguadas son en gran medida el problema de la estabilidad de pequeña señal en los sistemas actuales y su análisis se basa en el hecho de que el sistema eléctrico puede modelarse con un conjunto de ecuaciones algebraicas-diferenciales en el espacio de estados de la forma:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.39)$$

$$y = g(x, u) \quad (2.40)$$

Donde la Ec. (2.39) conocida como ecuación de estado y es conformada por las ecuaciones diferenciales en forma de vectores que describen la dinámica del sistema en función de las variables de estado (x), las variables de entrada o perturbaciones (u). En tanto, la Ec. (2.40) es conocida como ecuación de salida, las cuales de igual manera describen el sistema en función de variables de salidas (y) y un vector de funciones no lineales que relacionan el estado y las variables de entrada con las variables de salida (g).

2.1.7.2 Linealización

La linealización de ecuaciones es el punto de partida de todo análisis modal del sistema de potencia. Permite concentrarse en un solo punto de operación singular del sistema y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado, en las entradas del sistema o variables de control (Quinaluiza, 2014).

Los puntos de equilibrio son puntos donde las derivadas de todas las variables de estado son simultáneamente cero.

$$\dot{x} = f(x_0) \quad (2.41)$$

Un sistema dinámico no lineal puede tener más de un punto de equilibrio. De igual manera que lo visto para el caso de un generador conectado a una barra de potencia infinita, la linealización se realiza en un entorno cercano al nuevo punto de operación.

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (2.42)$$

Donde \dot{x}_0 es el vector del estado inicial y u_0 es el vector de entrada correspondiente al punto de equilibrio alrededor del cual se analizará la estabilidad de pequeña señal.

Si consideramos que el sistema sufre una perturbación desde su estado inicial, tendremos un nuevo estado que satisface la siguiente expresión.

$$\dot{x}_0 = (\dot{x}_0 + \Delta\dot{x}) = f((x_0, \Delta x), (u_0 + \Delta u)) \quad (2.43)$$

Si la perturbación es pequeña, la función no lineal $f(x, u)$ se puede expresar en expansión en series de Taylor despreciando los términos de mayor orden, de tal manera que al finalizar se obtenga la forma matricial expresada como:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (2.44)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (2.45)$$

Donde:

A = Es la matriz de estado de tamaño $n \times n$.

B = Es la matriz de entrada de tamaño $n \times r$.

C = Es la matriz de salida de tamaño $m \times n$.

D = Es la matriz que define la proporción de entrada que aparece en la salida de tamaño $m \times r$.

2.1.7.3 Autovalores

La matriz A es aquella que vincula las derivadas temporales de las variables de estado con las respectivas variables de estado, en tanto los autovalores son las n soluciones no triviales de la que satisfacen la ecuación característica.

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.46)$$

Los autovalores brindan la información de los modos oscilatorios. Cada modo se encuentra representado por un número real o complejo conjugado (raíces de la ecuación característica)

denominado autovalor de la matriz A). Las raíces de la ecuación característica proporcionan información acerca de la dinámica del sistema.

Teniendo en cuenta que la matriz A siempre será real para el tipo de análisis que se llevará a cabo, los autovalores de ésta pueden ser reales o complejos conjugados.

Para que el **sistema sea estable**, las partes reales de los **autovalores deben ser negativas**.

Esto implica que después de un pequeño disturbio, los modos decaerán con el tiempo y el sistema alcanzará el estado permanente, ya sea el original o algún nuevo punto de equilibrio. Si cualquiera de ellos tiene **parte real positiva**, después de un pequeño disturbio, la amplitud del modo se incrementará exponencialmente hasta el punto de que este dominará la dinámica del sistema, en cuyo caso, **el sistema es inestable** (Quinaluiza, 2014).

Los autovalores complejos se dan en pares conjugados y cada par corresponde a un modo oscilatorio.

$$\lambda = \sigma \pm j \quad (2.47)$$

$$\lambda = \zeta \times \omega_n \pm j \omega_n \times \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (2.48)$$

A modo de resumen podemos ver el siguiente esquema.

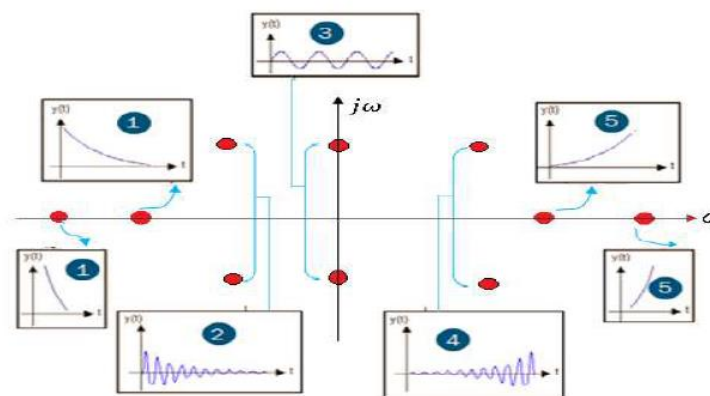


Figura 2-15 Estabilidad según la ubicación de los autovalores en el plano (Quinaluiza, 2014).

- Cuando los autovalores tienen parte real negativa, el sistema original es asintóticamente estable.
- Cuando al menos uno de los autovalores tiene una parte real positiva, el sistema original es inestable.
- Cuando los autovalores tienen parte real igual a cero no es posible concluir nada en base a la primera aproximación.

2.1.7.4 Autovectores

Un autovector indica como cada variable de estado del dominio modal contribuye a la conformación de una variable de estado del sistema real. Por ello, al Autovector, también se lo denomina Factor de Forma porque para cada variable de estado del sistema real indica el residuo, módulo y fase, calculado para el correspondiente Autovalor.

Los autovectores son vectores asociados con cada uno de los autovalores λ_i que satisfacen el siguiente sistema de ecuaciones;

$$\begin{aligned} A\Phi_i &= \lambda_i\Phi_i \\ \Psi_i A &= \lambda_i\Psi_i \end{aligned} \quad (2.49)$$

El autovector derecho está asociado con cada modo y mide la actividad relativa cuando una variable de estado es excitada, definen la distribución relativa del modo a través de los estados de la dinámica del sistema. El autovector derecho brinda el “modo shape”, e indica un modo relativo de observabilidad, usualmente es utilizado para examinar la distribución de un modo en el sistema.

En otras palabras, el k-ésimo elemento del autovector Φ_i mide la actividad de la variable de estado x_i en el i-ésimo autovalor, mientras que el k-ésimo elemento del autovector Ψ_i es una medida de la influencia de dicha actividad sobre el i-ésimo eigenvalor (Quinaluiza, 2014).

2.1.7.5 Factor de participación

Indica la participación de las distintas variables de estado en la conformación de un autovalor dado. El factor de participación de la i-ésima variable de estado sobre el k-ésimo autovalor se determinan con:

$$\begin{aligned} P &= [P_1 P_2 \dots P_n] \\ P &= \begin{bmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} & \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} & \Psi_{i2} \\ \vdots & \vdots \\ \Phi_{ni} & \Psi_{in} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.50)$$

Los factores de participación se utilizan para determinar la participación relativa de los estados en los correspondientes modos (Agüero et al. 2011).

2.1.8 Estabilidad transitoria

En este caso se define la estabilidad transitoria como la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando ocurre un disturbio severo. A diferencia de las oscilaciones de pequeña señal, la respuesta del sistema está caracterizada por grandes excursiones de los ángulos del rotor y, en general este tipo de inestabilidad es consecuencia de un torque sincronizante insuficiente. Esto último se evidencia en la Figura 2-16 como un incremento aperiódico del ángulo rotórico durante la primera oscilación (Caso 2).

Para el caso que la inestabilidad sea el resultado de oscilaciones crecientes posteriores a la primera oscilación, puede tratarse de un problema de inestabilidad de pequeña señal para el escenario post falla y, en algunos casos, puede no estar asociado a la severidad de la falla sino a la suma de las excursiones angulares generadas por esta (Caso 3). Por último, el caso 1, aun cuando el sistema tiende a un nuevo estado estacionario es importante evaluar con que velocidad se amortiguan las oscilaciones en el sistema para determinar si es estable o no (Lorenzón, 2020).

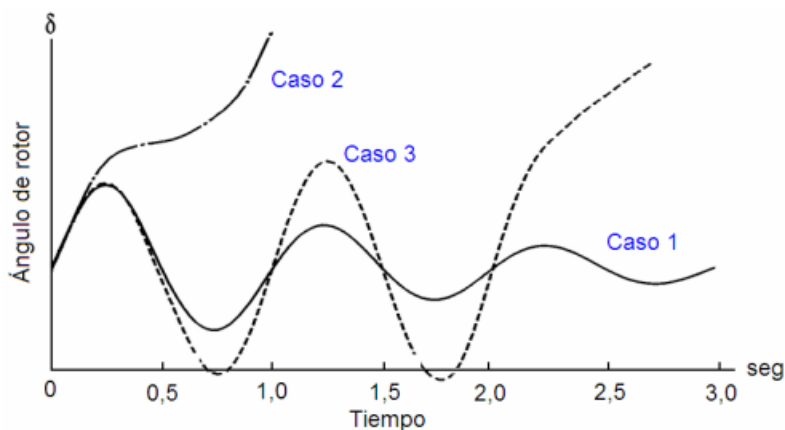


Figura 2-16 Tipos de oscilaciones en el sistema de potencia (Lorenzón, 2020).

En estudios de estabilidad transitoria, el período de estudio de interés es por lo general de 3 a 5 segundos después de la perturbación, aunque puede ser extendido de 10 a 30 segundos para sistemas muy grandes con predominio de modos de oscilación inter-área.

2.1.9 Criterios de desempeño

Para poder determinar si un sistema es estable los administradores y operadores de los sistemas definen criterios para evaluar el desempeño de las redes ante pequeñas y grandes perturbaciones. Estos criterios pueden variar entre uno u otro sistema, por casos, por las características de cada sistema (parque de generación, grado de interconexión con otros sistemas, etcétera), y los márgenes de seguridad adoptados por el administrador/operador.

A continuación, se definen algunos de los criterios de evaluación utilizados en el país.

Los criterios de desempeño para el análisis de estabilidad de pequeña señal están basados en la verificación de valores mínimos para la razón de amortiguamiento, por encima de los cuales se puede considerar que el modo de oscilación presenta un nivel de amortiguamiento aceptable.

Por ejemplo:

- Razón de amortiguamiento aplicado a los modos de **oscilación interáreas** en Red N $\zeta \geq 0,10$ (las oscilaciones de potencia se reducen al 15% de su valor inicial en el curso de 3 ciclos), y post contingencias, donde el sistema es más débil, $\zeta \geq 0,05$ (las oscilaciones de potencia se reducen al 40% de su valor inicial en el curso de 3 ciclos).
- También se verifican los valores mínimos para la razón de amortiguamiento para los modos de oscilación locales.

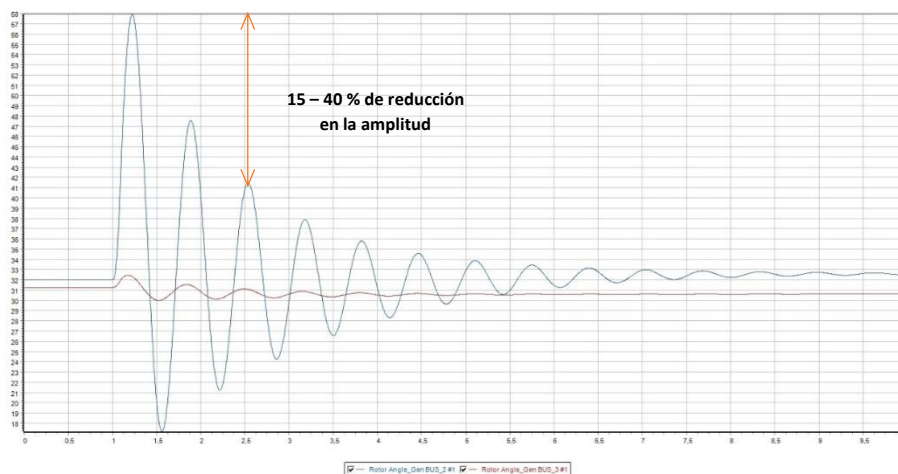


Figura 2-17 Ejemplo de atenuación ante una oscilación de potencia.

Para el análisis de estabilidad transitoria de un sistema, normalmente se evalúa la evolución en el dominio del tiempo de variables relevantes durante una ventana temporal de unos 30 segundos posteriores a la perturbación (disturbio/falla).

- **Estabilidad angular no oscilatoria:** Se evalúa a partir de la observación de la excursión del ángulo del rotor en primera oscilación. El criterio se basa en la determinación del máximo ángulo rotórico con referencia a un generador ubicado cercano al centro de carga. Se considera aceptable un ángulo máximo de 120° (en algunos casos levemente superior según el nivel de tensión de conexión del generador)
- **Estabilidad en tensión:** Se considera aceptable la recuperación de la tensión cuando, 20 seg desde la perturbación, en todos los nodos de la red, la tensión presenta valores comprendidos entre $+10\%$ / -7% para nodos de 500 kV y $+15\%$ / -10% para nodos de 132 kV, además, la tensión en los nodos no debe descender por debajo de 0,70 pu o permanecer más de 1 segundo por debajo de 0,80 pu luego del despeje de la falla.
- **Recuperación de la frecuencia y desconexión de carga:** Para la recuperación de la frecuencia se debe cumplir que en el centro de carga la misma debe ser $> 48,30$ Hz, y en barras extremas $< 48,30$ Hz sólo por un lapso no superior a los 200 ms. En tanto, el criterio para la recuperación de la frecuencia (aplicable en caso de que la frecuencia caiga por debajo de 48,40 Hz) es el siguiente:
 - Si la frecuencia no se recupera hasta el nivel en el cual se dispara la tercera etapa de desconexión de demanda dentro de los 5 segundos de iniciada la falla, se considerará que la recuperación ha fracasado.
 - Si la frecuencia no se recupera hasta un nivel aceptable de operación permanente del parque generador, dentro de los 20 segundos de iniciada la falla, se considerará que la recuperación ha fracasado
 - La estabilidad de frecuencia sólo se analiza en casos de grandes desbalances generación demanda $> 5\%$.

Cuando se verifican simultáneamente los criterios de desempeño se puede decir que el sistema es transitoriamente estable.

2.2 Sistema y Tecnología de medición sincrofasorial (PMU)

2.2.1 Introducción

Una unidad de medición fasorial (PMU, del inglés Phasor Measurement Unit) es un dispositivo tecnológico que permite realizar, con gran precisión y velocidad, el análisis dinámico del estado de un sistema eléctrico de transmisión/distribución.

La característica distintiva es que permite calcular los fasores de tensiones y corrientes de forma sincronizada con una referencia temporal global precisa, lo cual posibilita, a su vez, hacer comparaciones entre fasores medidos en diferentes puntos de la red (Orallo, et al. 2018).

El desarrollo de la tecnología sincrofasorial es uno de los desarrollos más importantes e innovadores en el área de monitoreo y control de los sistemas de potencia (Lozano, et al. 2012).

Para comprender cómo los sincrofasores pueden mejorar la operación y planificación de la red, es fundamental entender primero el concepto de fasor. Un fasor es un número complejo que representa tanto la magnitud como la fase angular de las formas de onda sinusoidal de tensión y corriente, en un momento específico de tiempo Figura 2-18. En cambio, un sincrofasor es el resultado del cálculo de un fasor con respecto a una referencia absoluta de tiempo (Orallo, et al. 2018).

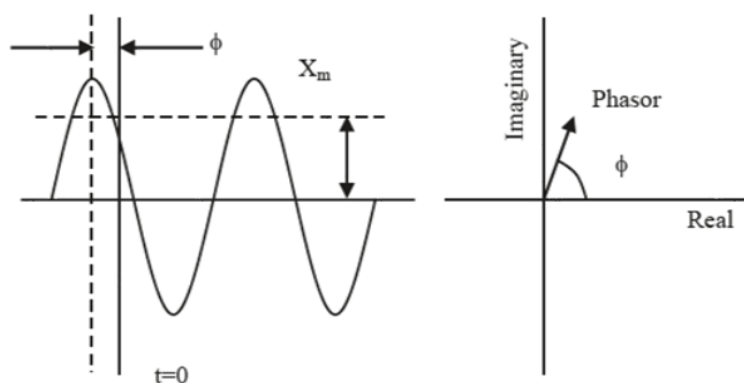


Figura 2-18 Una sinusoide y su representación como un fasor, en donde $x(t)$ representa una tensión o corriente de línea en función del tiempo. El ángulo de fase del fasor es arbitrario, ya que depende de la elección del instante $t = 0$. Obsérvese que la longitud del fasor es igual al valor RMS de la sinusoide (Orallo, et al. 2018).

De manera resumida podemos decir que las PMU muestrean las magnitudes instantáneas de tensión y corriente y, a partir de ellas, calcula tanto los fasores de tensión y corriente como otros parámetros de interés: frecuencia, tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, del inglés Rate of Change of Frequency) y fase angular. La característica clave de las medidas es que el muestreo de datos y los cálculos son precisamente sincronizados con el sistema de posicionamiento global (GPS, del inglés Global Positioning System), convirtiéndola, en consecuencia, en un sincrofasor. Esta característica permite que las mediciones tomadas por las PMU en diferentes ubicaciones se sincronicen y se ajusten en el tiempo, y luego se combinen para proporcionar una imagen precisa y completa del estado de un sistema eléctrico o una interconexión de estos.

Si bien es común que los términos PMU y sincrofasor se utilicen indistintamente, representan dos significados técnicos distintos. Un sincrofasor es el resultado de un cálculo a partir de las magnitudes medidas, mientras que la PMU es el dispositivo de medición (Orallo, et al. 2018).

Las PMU entregan datos en intervalos de tiempo cortos, típicamente entre 25 y 50 veces por segundo, significativamente más rápido que la tecnología convencional del sistema de control y adquisición de datos (SCADA, del inglés Supervisory Control and Data Acquisition), que tienen una tasa de datos de cuatro a seis segundos. Por lo tanto, la tasa de datos más alta de una PMU puede poner en evidencia una dinámica del sistema que no sería aparente con un SCADA, como se observa en la Figura 2-22.

En general, las PMU generan grandes cantidades de datos al monitorear un punto de la red eléctrica.

Por ejemplo, una red con cuarenta PMU genera aproximadamente 192.000 bytes por segundo. Esto se traduce en aproximadamente 15,5 gigabytes por día o alrededor de 5,6 terabytes por año. Por lo tanto, las tecnologías de telecomunicaciones desempeñan un papel importante en la compilación de los datos de los sincrofasores.

El desarrollo de las redes de comunicaciones necesarias para el despliegue de PMU es, actualmente, un factor que limita muchas aplicaciones en tiempo real basadas en datos de sincrofasores. Las mediciones realizadas por las PMU son administradas por dispositivos denominados como concentradores de datos fasoriales (PDC, del inglés Phasor Data Concentrator) para integrar así un sistema de monitoreo, protección y control de área amplia (WAMPAC, del inglés Wide Area Monitoring, Protection and Control) y facilitar de esta manera la gestión de la cantidad de datos masiva (Orallo, et al. 2018).

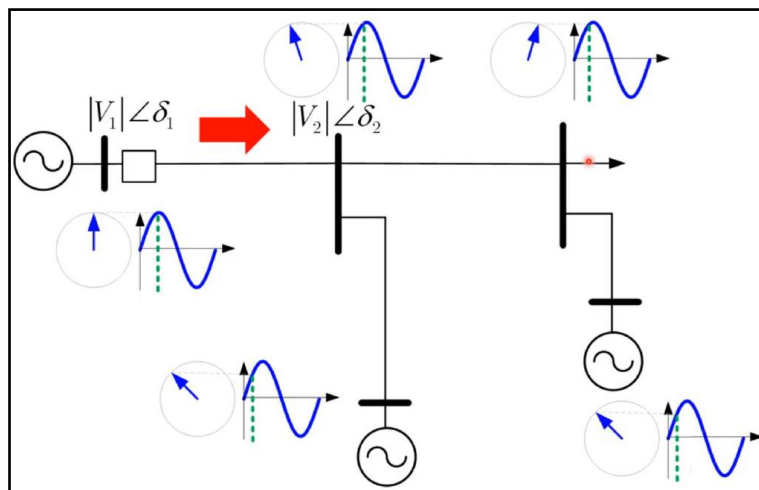


Figura 2-19 Fasores calculados en SS.EE geográficamente alejadas utilizando la misma referencia (Amico, et al. 2020) .

A continuación, se muestra una comparación de un caso real entre los datos registrados por el frecuencímetro del COC (Centro Operativo Cammesa) y el PMU localizado en la ET Salto Grande en barras de 500kV.

El evento representado se debió al desenganche de 360 MW de generación, lo cual trajo como consecuencia un descenso en la frecuencia a valores de 49,6 Hz (Amico, et al. 2020).

Como se puede ver en las Figura 2-20 y Figura 2-21, mientras que el registro del sistema SCADA logra obtener la medición de 1 muestra cada 1 seg., el registrador PMU logra mediciones de 1 muestra cada 100 mseg siendo posible obtenerlas cada 20 mseg., para este último valor, representaría una muestra por ciclo en un sistema de 50 Hz.

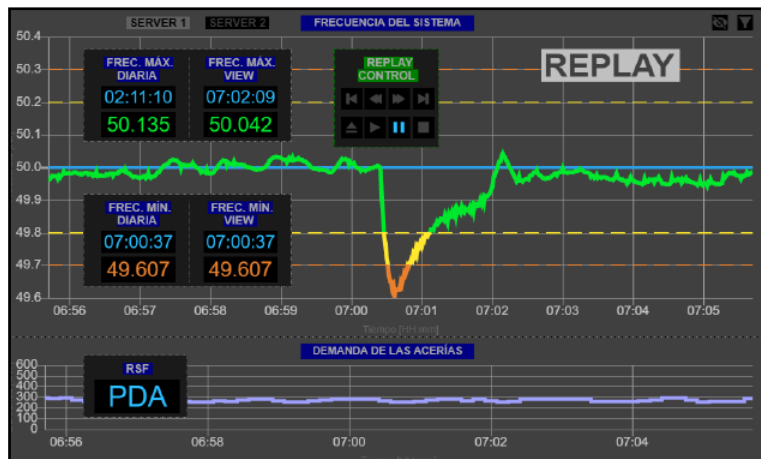


Figura 2-20 Frecuencímetro COC 1 muestra cada 1 segundos (Amico, et al. 2020).

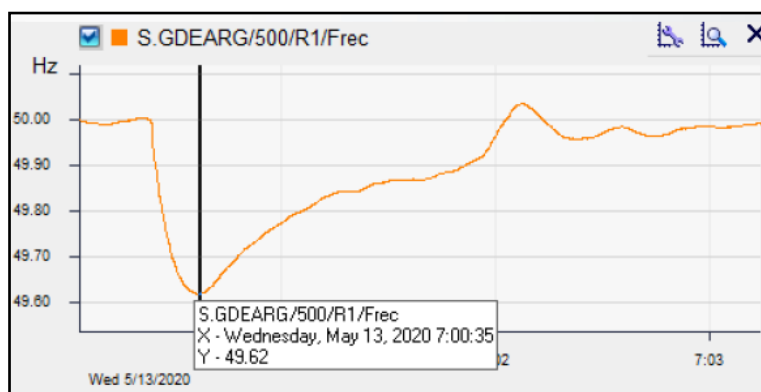


Figura 2-21 Una muestra cada 100 ms (Amico, et al. 2020).

En la Figura 2-22 se observa el mismo evento, pero para este caso se intercala la medición del sistema SCADA y la obtenida por el registrador PMU. Claramente, la alta resolución de un equipo PMU, permite obtener más información detallada del evento analizado.

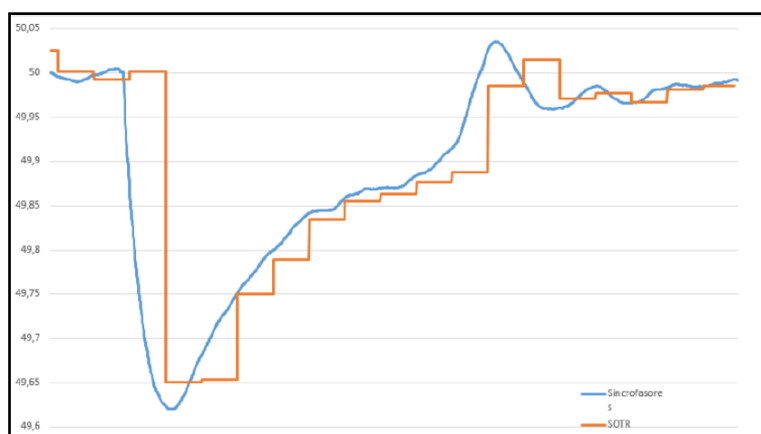


Figura 2-22 Comparación de la respuesta dinámica de una PMU y un sistema en SCADA, frente desenganche de 360 MW de generación (Amico, et al. 2020)..

2.2.2 Reseña histórica

Con el despliegue del sistema de posicionamiento global (GPS) se hizo evidente que esta tecnología ofrecía la forma más efectiva de sincronizar las mediciones de un sistema de potencia en diferentes puntos y a grandes distancias. Así nació el concepto de unidad de medición fasorial PMU como dispositivo de medición y sincronización de medidas fasoriales.

A principios de 1980, con los avances y desarrollos que se obtuvieron del sistema GPS como medio para determinar la estampa de tiempo en los sistemas de medición de relés digitales, se hizo evidente la potencialidad que presentaba tal tecnología para sincronizar las mediciones de un sistema de potencia en diferentes puntos y separados a grandes distancias (Lozano, et al. 2012).

En 1983 Phadke, Thorp y Adamiak describen las bases teóricas y el proceso computacional para el cálculo de fasores en tiempo real. La transformada discreta de Fourier (DFT) fue utilizada para la obtención de fasores (Lozano, et al. 2012).

En 1988, en el tecnológico de Virginia Tech fueron construidos los primeros prototipos de PMU basados en GPS. Años más tardes, en 1991, fue lanzada la primera fabricación comercial de PMU iniciada por Macrodyne (Orallo, et al.2018).

En 1994, la compañía de Potencia de Georgia utilizó las PMU sincronizadas vía satélite para la obtención de fasores de los buses en la red. Al Comparar las mediciones reales del ángulo de prefalla en estado estacionario y la ecuación de flujo de potencia en líneas de transmisión, se halló que los resultados eran muy cercanos, validando de esta manera los datos arrojados por las unidades PMU (Lozano, et al. 2012).

Posteriormente, en 1995 el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, del inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers), desarrolla el Std.1344-1995, el cual denomina a la PMU sincronizada mediante un GPS como sincrofasor, también, en el mismo documento se define el formato de los datos de salida de un sincrofasor (Orallo, et al.2018).

Diez años más tarde, en 2005, se realizó una primera actualización del Std. IEEE C37.118-2005, para luego, seis años después, en el año 2011 lograr una segunda actualización Std. C37.118-2011 donde en esta oportunidad, se describe una separación de los incisos de medición y comunicación del Std. C37.118-2005 en normas individuales.

Finalmente, la última actualización del IEEE Std. C37.118.1, lanzada en 2011 y actualizada en 2014, deja librado a los fabricantes de PMU la elección de soluciones de diseño, dando solo especificaciones en estado estacionario y condiciones de prueba dinámica. Define el concepto de sincrofasor y establece índices para la evaluación de la precisión de una PMU. Esta norma también introduce una clasificación en función de las prestaciones de la PMU, que se divide en dos clases diferentes: la clase P, especialmente destinada a aplicaciones que requieren respuestas rápidas, como las de protección, y la clase M, que requiere mayor precisión para las aplicaciones de medición.

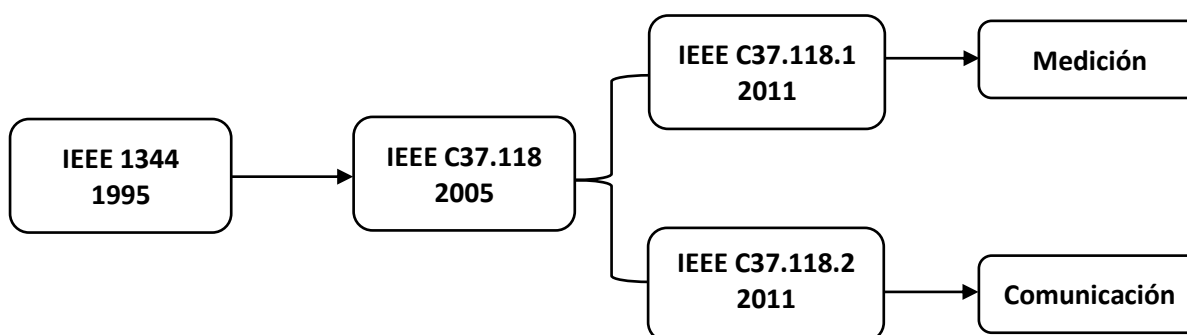


Figura 2-23 Evolución del estándar IEEE.

2.2.3 Sincrofasor: Concepto y definición

La representación de señales sinusoidales como fasores es usada comúnmente en el análisis de sistemas de potencia de corriente alterna.

Considerando una señal sinusoidal de frecuencia f_0 , valor eficaz A y fase φ constantes, tal como se muestra en la Ec. (2.51) (Franco, 2012).

$$X(t) = \sqrt{2}A \cdot \cos(2\pi f_0 t + \varphi) \quad (2.51)$$

Podemos definir un fasor, como la representación de tal función mediante un número complejo, con parte real X_r y parte imaginaria X_i Ec. (2.52) y Ec. (2.53), siendo $X_m = \sqrt{2}A$. (Franco, 2012).

$$X = X_r + jX_i \quad (2.52)$$

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} \rightarrow X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (2.53)$$

El fasor visto como vector tiene entonces módulo $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$ (valor eficaz) y ángulo o argumento φ respecto de la referencia de ángulos ($t=0$). Es importante indicar que el fasor está definido para la velocidad angular ω , por lo que la evaluación con otros fasores (o de varios fasores) debe ser realizada con la misma escala de tiempos y la misma frecuencia (Franco, 2012).

Un sincrofasor o fasor sincronizado es un fasor calculado a partir de una señal muestreada, utilizando como referencia temporal el Tiempo Universal Coordinado (UTC, por sus siglas en inglés). De esta manera, se obtiene una única referencia temporal para todas las señales medidas en diferentes puntos de la red. Los sincrofasores de lugares distintos o remotos tienen una relación de fase definida y común. Cada sincrofasor tiene una estampa de tiempo que corresponde al instante en que es medido.

Puede definirse a un sincrofasor como la representación de la señal $X(t)$ de la Ec. (2.51) y donde su fasor está representado por Ec.(2.52) y Ec. (2.53) pero, en donde la fase φ corresponde al ángulo de fase instantáneo de $X(t)$, relativo a una función coseno cuya frecuencia es la nominal del sistema eléctrico y que está sincronizada al tiempo universal coordinado (UTC o Coordinated Universal Time). Esta "onda coseno universal" está en concordancia con la hora UTC de forma que su máximo coincide con el cambio del segundo o sea con el comienzo de cada nuevo segundo el que está determinado por el flanco ascendente de una señal llamada PPS (pulso por segundo o pulse per second). Por lo tanto, la convención, establecida en (IEEE Std. 6.-1.-1.-2., 2018), puede observarse en la Figura 2-24.

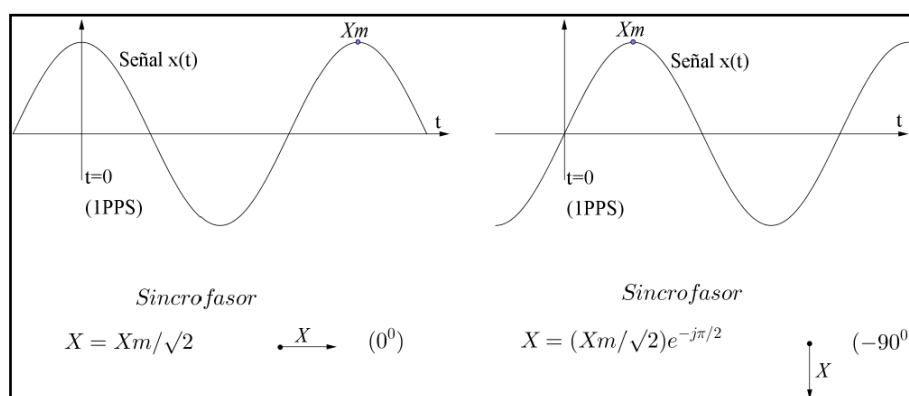


Figura 2-24 Convención de la representación de sincrofasores. Dos señales $x(t)$ y sus correspondientes sincrofasores (Franco, 2012).

Como una función $\cos(\omega_0 t)$ tiene su máximo en $t=0$ la Figura 2-24 muestra dos casos de desfase en que el ángulo del sincrofasor es:

- $\varphi = 0^\circ$ cuando el máximo de la señal medida $X(t)$ ocurre coincidentemente con el flanco positivo del pulso por segundo (1 PPS).
- $\varphi = -90^\circ$ cuando el cruce por cero de pendiente positiva o creciente ocurre coincidentemente con el flanco positivo del pulso por segundo (1 PPS).

Para el caso particular que el sistema sea analizado en estado estacionario se puede considerar constante la frecuencia, amplitud y fase de la señal a lo largo de la ventana de medición. No obstante, en condiciones más reales, tanto la amplitud como la fase pueden variar debido a, por ej., falla en la línea, desenganche de generadores, oscilaciones de potencia, etc. Por esto último para analizar el comportamiento del sistema de potencia tanto en condiciones estáticas como dinámicas, es necesario generalizar el modelo de señal tal como se muestra en la Ec. (2.54).

$$X(t) = \sqrt{2}A(t) \cdot \cos\left(2\pi \int f(t) dt + \varphi\right) \quad (2.54)$$

En un caso general la amplitud y la frecuencia son funciones del tiempo y se puede definir la función $g(t) = f(t) - f_0$ donde diferencia entre la frecuencia real y la nominal.

La representación generalizada de la señal resulta, entonces según la Ec.(2.55):

$$X(t) = \sqrt{2}A(t) \cdot \cos(2\pi \int f_0 + g(t)dt + \varphi) = \sqrt{2}A(t) \cdot \cos(2\pi f_0 t + 2\pi \int g(t) dt + \varphi) \quad (2.55)$$

En base al modelo de la Ec.(2.55), el sincrofasor en su forma más general se puede analizar según la Ec. (2.56).

$$X(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g(t)dt + \varphi)} \quad (2.56)$$

En el caso de poder considerar amplitud constante y una desviación de frecuencia constante, tal que $X(t) = X_m$ y $g(t) = g = f(t) - f_0 = \Delta f$

$$\int g(t) dt = \int \Delta f dt = \Delta f t \quad (2.57)$$

Tanto la señal como el sincrofasor resulta:

$$\begin{aligned} X(t) &= X_m \cdot \cos(2\pi f t + \varphi) && \longrightarrow \text{Señal} \\ X(t) &= \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \Delta f t + \varphi)} && \longrightarrow \text{Sincrofasor} \end{aligned}$$

De estas últimas expresiones se puede ver que, para el caso de analizar una señal la cual presenta una desviación de frecuencia Δf constante medida a intervalos de tiempo constante, el sincrofasor tiene amplitud constante y rota uniformemente a una tasa $2\pi\Delta f$.

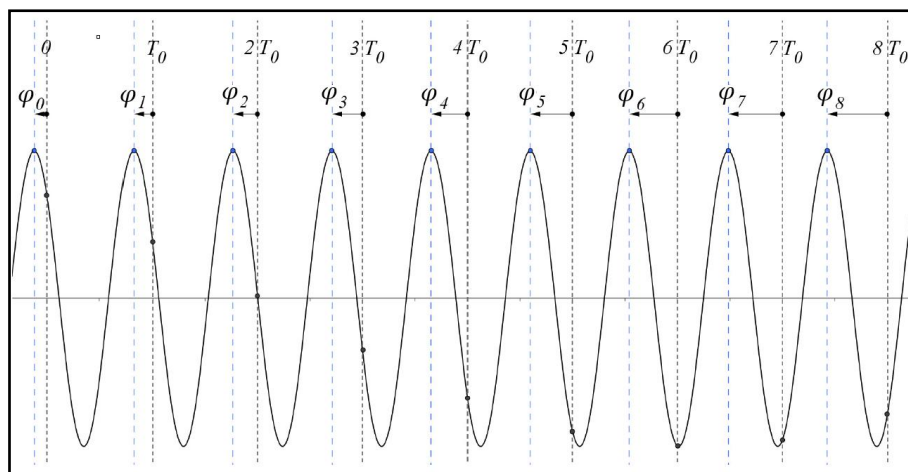


Figura 2-25 Medición periódica de señal con desviación de frecuencia constante (IEEE Std. C.-2. , 2011).

2.2.3.1 Frecuencia y Tasa de Variación de Frecuencia (ROCOF)

Un PMU debe ser capaz de calcular la frecuencia y la tasa de variación de frecuencia (ROCOF, del inglés Rate Of Change Of Frequency). Para ello, puede escribirse a la Ec. (2.58). (IEEE Std. C.-2. , 2011).

$$\Phi(t) = 2\pi f_0 t + 2\pi \int g(t) dt + \varphi \quad (2.58)$$

A partir de la definición de $\Phi(t)$, se define la frecuencia según la Ec.(2.59).

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\Phi(t)}{dt} = f_0 + g(t) \quad (2.59)$$

La variación de frecuencia es:

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d^2\Phi(t)}{dt^2} = \frac{dg(t)}{dt} \quad (2.60)$$

2.2.4 Medición de errores

Para la evaluación de las medidas la norma IEEE C37.118.1 establece tres errores, TVE, FE y RFE. Estos errores se utilizan posteriormente para la evaluación de las medidas o estimaciones que realizan los PMU's.

2.2.4.1 Error total vectorial TVE

Para medir la exactitud de la medición, la norma (IEEE Std. C.-2. , 2011) establece el Error Vectorial Total (TVE, del inglés Total Vector Error), el cual es calculado mediante la Ec. (2.61) y define el error entre el valor teórico del fasor de la señal medida y el fasor estimado.

$$TVE = \sqrt{\frac{(\hat{X}_r - X_r)^2 + (\hat{X}_i - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (2.61)$$

Donde \hat{X}_r y \hat{X}_i corresponden a la parte real e imaginaria del sincrofasor medido mientras que X_r y X_i pertenecen al sincrofasor real.

El TVE ya estaba definido en la versión 2005 de la norma y permanece en la versión 2011. Establece un valor máximo de TVE=1% el cual puede ser consecuencia tanto de un error de amplitud del 1% con un error de fase cero, como de una medición sin error de amplitud, pero con un error de fase de 0,573° (Leibovich, 2019).

El TVE aceptable se lo puede ver en la Figura 2-26, donde se representa en el plano complejo como un círculo alrededor del extremo del sincrofasor teórico.

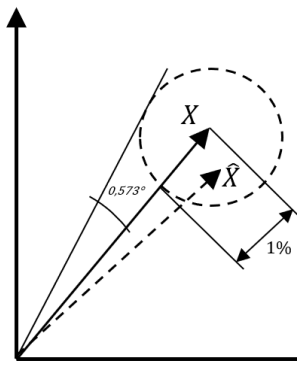


Figura 2-26 Esquema representativo de Error Vectorial Total.

De acuerdo con la Ec. (2.61), el TVE combina todas las fuentes de error, tanto el de amplitud como el error de fase.

Para observar la interacción de ambos errores hacemos uso de las Figura 2-26 y 28. En la primera de ellas se puede ver la variación de TVE para diferentes valores de error de fase cuando el error de magnitud se mantiene constante, en tanto en la Figura 2-26, se muestra la variación de TVE para diferentes valores de error de amplitud cuando el error de fase resulta constante.

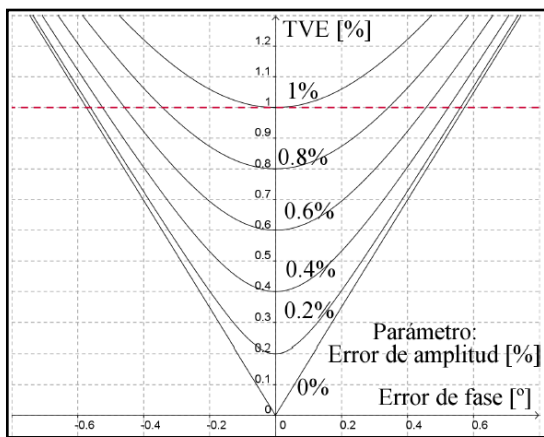


Figura 2-28 TVE en función del error de fase.

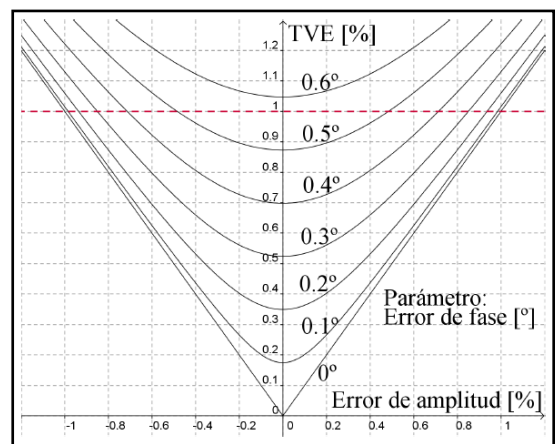


Figura 2-27 TVE en función del error de amplitud.

2.2.4.2 Error de la medida de frecuencia

De igual manera que para la evaluación del TVE, las normas (IEEE Std. C.-2. , 2011)y (IEEE Std. 6.-1.-1.-2. , 2018) definen parámetros que permiten evaluar la medición de frecuencia. Esto se hace mediante del error de medición de frecuencia (FE, del inglés Frequency Measurement Error) el cual está definido por la Ec (2.62).

$$FE = |\hat{f}(t) - f(t)| \tag{2.62}$$

El error en frecuencia FE es el valor absoluto de la diferencia entre el valor teórico y el valor estimado, en Hz.

2.2.4.3 Error de la medida de la variación de frecuencia

La medida de la variación de frecuencia se evalúa usando el error de medición de ROCOF (RFE, del inglés ROCOF Measurement Error). Este se define por la Ec (2.63).

$$RFE = \left| \frac{d\hat{f}(t)}{dt} - \frac{df(t)}{dt} \right| \quad (2.63)$$

El error en la variación de frecuencia RFE es el valor absoluto de la diferencia entre el valor teórico y el valor estimado, en Hz/s.

2.2.5 Arquitectura básica de un PMU.

Las unidades PMU son en la cuales se basa la medición sincrofasorial. Este equipo adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente, los procesa y obtiene los fasores correspondientes a dichas magnitudes. Todas las medidas obtenidas se encuentran sincronizadas con una misma estampa de tiempo, a través del GPS.

La estructura básica de un PMU es la que se detalla a continuación en la Figura 2-29.

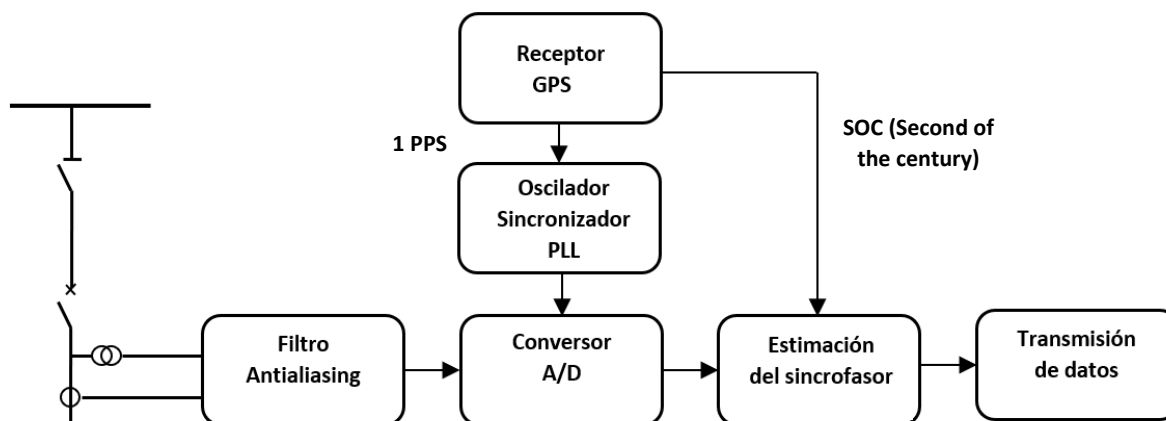


Figura 2-29 Estructura de una unidad PMU.

- **Filtrado Antialiasing:** Las mediciones de tensión y corriente tomadas del sistema de potencia son filtradas, con el fin de eliminar señales interferentes y evitar el solapamiento producto del muestreo realizado por el adquisidor (fenómeno conocido como aliasing). La tasa de muestreo elegida define la frecuencia del filtro antialiasing.
- **Receptor GPS:** Recibe la señal de sincronización de un pulso por segundo (1 PPS), tomada del sistema de posicionamiento global GPS. A continuación, transmite una señal de 1 PPS, la cual sincroniza la operación de varios bloques, la referencia de tiempo absoluta para el cálculo de fase y la marca temporal para los fasores.
- **Sincronismo:** Internamente, en cada PMU, la señal de un 1 PPS se divide para realizar el muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes. El reloj de muestreo está enganchado en fase con el pulso de reloj de GPS, dicha acción es llevada a cabo por un lazo de enganche de fase (PLL, del inglés *Phase Locked Loop*).

- **Convertor A/D:** Es el encargado de convertir las señales analógicas provenientes del sistema de potencia, previamente filtradas, en señales digitales.
Estimación del sincrofasor: Esta acción es llevada adelante por un microprocesador el cual, mediante algoritmo recursivo de la Transformada Discreta de Fourier (DFT, del inglés Discrete Fourier Transform) calcula los sincrofasores de tensión y corriente a partir de muestras digitales y de la referencia temporal dada por el GPS. Otras estimaciones de interés son la frecuencia y la tasa de cambio de la frecuencia, ambas incluidas en la salida de datos de la PMU. Dicha salida de paquetes de datos, estandarizado en (IEEE Std. C-2. , 2011), son las medidas obtenidas, junto con la marca de tiempo SOC (Second of the Century), que deben ser transmitidas por los enlaces de comunicación al siguiente nivel.
- **Transmisión de datos:** La función de este bloque es la de permitir la comunicación entre una PMU y otros dispositivos de la red eléctrica que requieran la información fasorial. Esto se puede hacer a través de internet cableada, fibra óptica, líneas telefónicas, líneas de transmisión eléctricas, tecnologías inalámbricas, etc.

3. Discusión

3.1 Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En los últimos años los sistemas eléctricos han crecido considerablemente para atender una demanda de energía eléctrica cada vez mayor, ocasionando que los sistemas se tornen cada vez más complejos, se incorporen interconexiones internacionales de electricidad y su influencia en la sociedad sea cada vez más crítica.

En Argentina, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) es la entidad encargada de operar, planificar las necesidades de capacidad de energía, coordinar las operaciones de despacho y regular las transacciones económicas del mercado eléctrico mayorista.

Bajo este contexto, CAMMESA ha comenzado el estudio, evaluación e integración del uso de equipos PMU para conformar lo que se denomina Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (WAMS), y de esta manera mejorar la planificación, operación y análisis post-operativo del Sistema Argentino de Interconexión Eléctrico (SADI).

Un sistema de monitoreo y control de área amplia es una red informática que se extiende sobre un área geográfica extensa que puede ser una región, un país o incluso un continente.

La finalidad principal de las WAMS es dotar a los operadores de la red eléctrica de un sistema de información amplia con herramientas de análisis que incrementen la velocidad de detección y respuesta ante las diferentes situaciones que afectan el funcionamiento de la red eléctrica y la calidad del servicio en general. Las PMU se implementan en estas redes de monitoreo ya que las medidas sincronizadas de múltiples fasores permiten la estimación de variables de operación y observabilidad de una red eléctrica en tiempo real (Orallo, et al. 2018).

En una WAMPC, donde además del monitoreo y control se suma la capacidad de protección del sistema, las PMU no solo se desempeñan como recolectores de datos sino como dispositivos de protección y control. Esto se debe a que las PMU pueden administrar localmente funciones como la desconexión automática de cargas ante condiciones de baja frecuencia o bajo voltaje y protección de sobrecarga. Asimismo, los PDC (del inglés, phasor data concentrator) permiten a una WAMPC acoplarse a otros sistemas de control de área amplia, aportando sus mediciones para lograr mayor eficacia en la detección y resolución de fallas.

El análisis corresponde entonces al sistema de potencia eléctrico argentino, el cual tiene un nivel de tensión máximo en barras de 500 kV y 330 kV, conformando así la transmisión en niveles de extra alta

tención, un escalón más abajo lo sigue la transmisión en alta tensión con niveles de 220 kV, 132 kV y 66 kV. De esta manera se conforma la columna vertebral del sistema de transmisión relacionando las áreas eléctricas con las áreas geográficas de nuestro país (NOA, NEA, Centro, Comahue, Litoral, Cuyo, Buenos Aires y Patagonia).

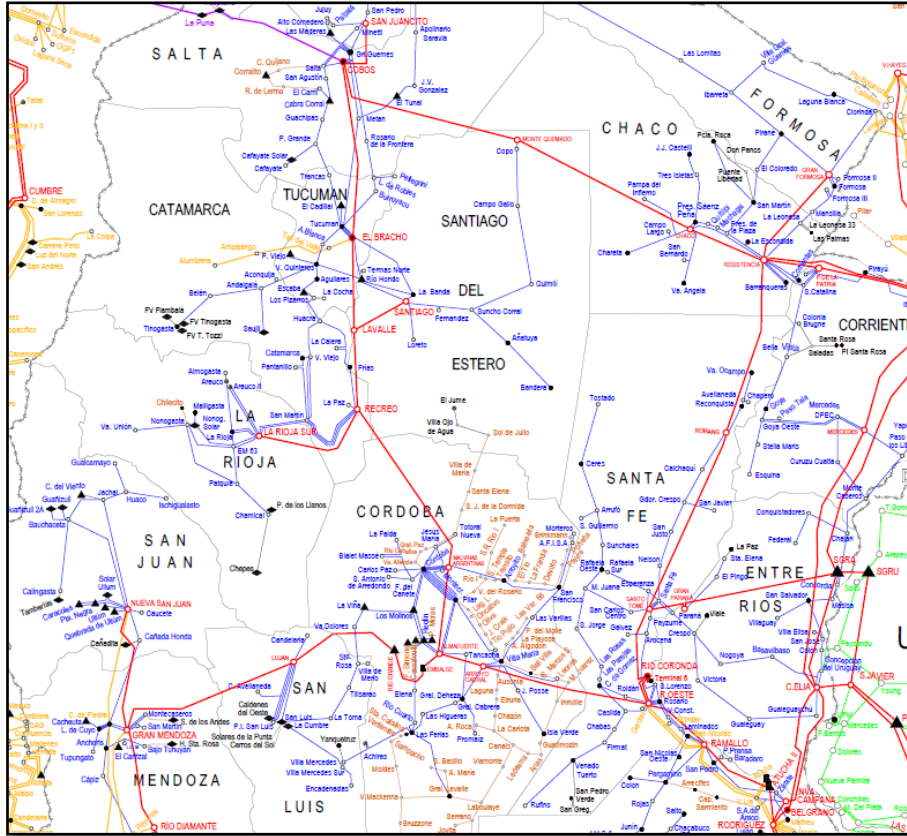


Figura 3-1 Vista general de la topología del SADI (Sector Norte) (CAMMESA S.A., 2022).

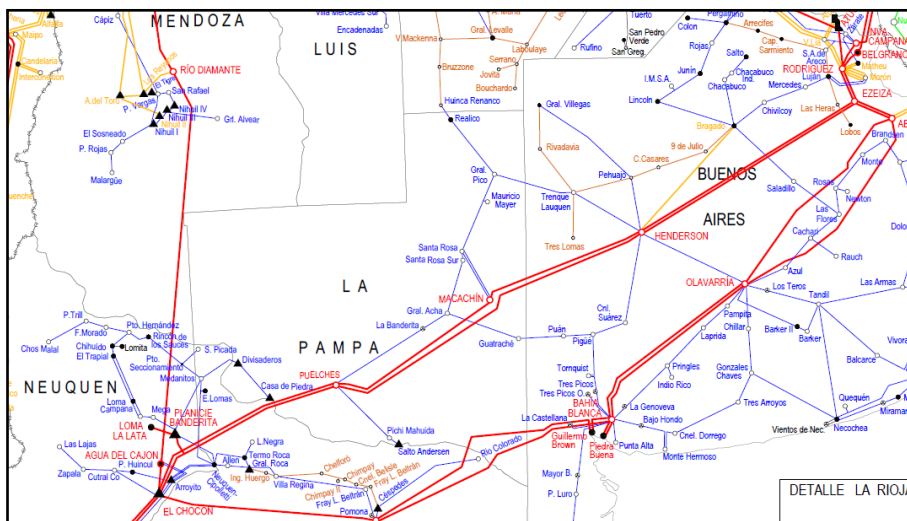


Figura 3-2 Interconexión Comahue - Cuyo y Comahue - Buenos Aires (CAMMESA S.A., 2022).

En el año 2013 se comenzó a trabajar sobre las especificaciones técnicas que debería tener el pliego para la adquisición de los equipos destinados a la medición sincrofásorial en el SADI. Finalmente, en el año 2016 sale la licitación "Adquisición de Equipos Multifunción para medición de variables de red con Funcionalidad de Medición Fasorial".

La licitación constó de dos ítems, por un lado, el ítem 1 que requería de 46 equipos multifunción para mediciones de variables de la red con funcionalidad PMU (GE Reason –RPV311) y, por otro lado, el ítem 2 que hacía referencia al software encargado de la concentración, procesamiento y análisis de las mediciones sincrofasoriales.

Los equipos fueron colocados en diferentes puntos del país, para de esta manera poder conocer aún más el comportamiento del sistema eléctrico. El proyecto de sincrofasores en el SADI presenta los siguientes objetivos.

On line	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo y visualización de la red EAT y AT. • Monitoreo de la estabilidad frecuencia. • Monitoreo de la estabilidad Tensión. • Estimador de estados. • Monitoreo de estabilidad angular. • Monitoreo de oscilaciones subsincronicas.
Off line	<ul style="list-style-type: none"> • Verificación de los modelos matemáticos. • Análisis de los eventos. • Detección de fallas en la red. • Comportamiento de la demanda para su modelado.

A continuación, la ubicación y el estado de cada uno de los PMU adquiridos por CAMMESA.

Instalados y comunicados

Ubicación geográfica	Ubicación eléctrica	Voltaje
ET Salto Grande	LAT Salto Grande - Colonia Elia	500 kV
ET Armstrong	Alimentadores	13 -33 kV
ET Rosario Oeste	LAT Río Coronda - R. Oeste y T7 RO	500 kV
CH Piedra del Águila	CH Piedra del Águila - ET Piedra del Águila	500 kV
CAMMESA	Oficinas Bs.As	N/A

Tabla 1 Equipos instalados y comunicados Octubre 2020 (Amico, et al. 2020).

Instalados sin comunicación

Ubicación geográfica	Ubicación eléctrica	Voltaje
ET Puerto Madryn	líneas a Futaleufú en 330kV y LAT 132kV a Sierra Grande	330 kV y 132 kV
ET Futaleufú	líneas a P. Madryn 330kV y LAT 132kV a Esquel.	330 kV y 132 kV
ET Rafaela Oeste	líneas a Súnchales, Rafaela Sur, TR132kV	132kV
PE Corti	LAT Corti Bahía Blanca 132kV.	500 kV

Tabla 2 Equipos instalados sin comunicación Octubre 2020 (Amico, et al. 2020).

En proceso de instalación

Región	Ubicación eléctrica	Voltaje (kV)
NOA	EETT Tucumán N., Santiago C., La Rioja N. y Salta S.	330 kV y 132 kV
NEA	EETT Santa Catalina, Barranqueras y Formosa I	330 kV y 132 kV
CUYO	EETT San Juan, Bajo Río Tunuyán y Cruz de Piedra.	132kV
LIT	ET Colonia Elía.	500 kV
COM	ET Chocón.	500 kV
PAT	EETT Rawson y Comodoro Rivadavia.	500 kV
GBA	ET Ezeiza.	500 kV

Tabla 3 Equipos en proceso de instalación Octubre 2020 (Amico, et al. 2020).

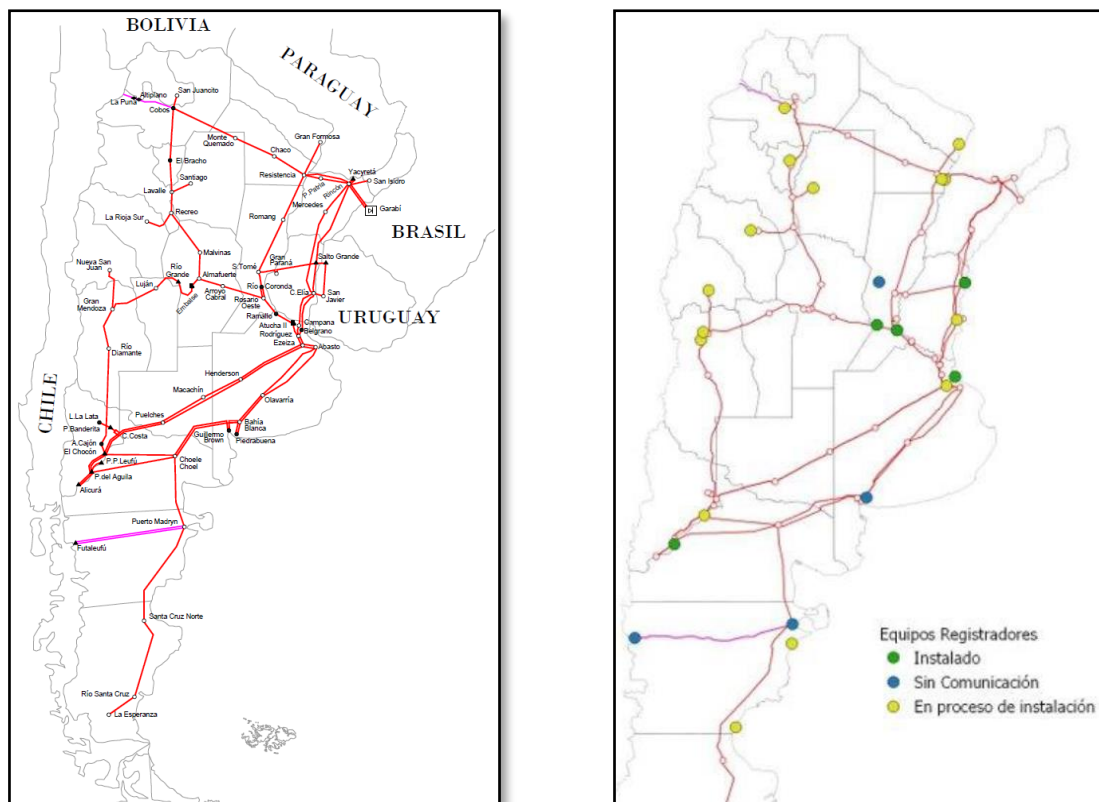


Figura 3-3 Geográfico Red de 500 / 330 kV y Ubicación y estado de los equipos PMU en el SADI (Amico, et al. 2020).

3.1.1 Sincrofasores en el mundo

En la supervisión y operación de sistemas de potencia en países con áreas eléctricas extensas como Estados Unidos, Canadá, China, entre otros, se han presentado fallas que ocasionaron grandes desconexiones de generación y carga. De las conclusiones presentadas por los comités de falla de estos países, se menciona como una de las principales causas de estos problemas a la ausencia de herramientas tecnológicas que permitan monitorear varias áreas eléctricas de una forma centralizada como si fuesen una sola. En estos análisis de falla, se ha determinado que los apagones (blackouts) pudieron evitarse si se hubiera dispuesto de herramientas tecnológicas que analicen la separación angular de los fasores de voltaje de las áreas interconectadas; variables que son sensibles a anomalías con mayor antelación que las magnitudes comúnmente monitoreadas: voltaje, potencia activa, potencia reactiva y la frecuencia (De La Torre Altamirano, 2013).

Este tipo de apagones que sufrieron los grandes países del mundo, junto con el avance tecnológico, dieron el puntapié inicial para el desarrollo de aplicaciones PMU para el monitoreo, control y protecciones.

Uno de los primeros países en implementar dicha tecnología fue Estados Unidos con la creación del NAPSÍ (del inglés North American SynchroPhasor Initiative), el cual es un proyecto que busca aumentar la confiabilidad y observabilidad del sistema eléctrico estadounidense mediante la tecnología sincrofasorial. Este es llevado adelante básicamente por el departamento de energía y el instituto de investigación eléctrico y es conformado por industrias privadas, fabricante, comercializadores y universidades. Actualmente existen más de 2500 PMU's instalados en distintos puntos del país (NAPSÍ, 2014).

Otras de las potencias mundiales como China, comenzó en el año 1995 un plan de transformación de sus redes eléctricas convencionales para convertirlas en Smart grid. Para cumplir con ello comenzó la instalación de PMU's en distintos puntos de sus redes.

Para el año 2013, China llevaba instaladas más de 2,400 PMU's a lo largo de su territorio, cubriendo todas las subestaciones de 500 kV y una gran parte de las plantas de generación y subestaciones de 220/110 kV.

Por el lado de América del sur, podemos resaltar el proyecto MedFasee del año 2003, una iniciativa brasilera llevada adelante por la universidad de Santa Catarina (UFSC) que constaba de la implementación de una red de medición de la tensión trifásica en la red de distribución de baja tensión para ser utilizada como un instrumento de desarrollo, difusión y uso académico de la tecnología.

A partir de los resultados favorables obtenidos, en registrar y analizar las perturbaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) brasileño, se propuso ampliar el alcance del proyecto para sistemas eléctricos diferentes al sistema de dicho país. En este contexto, el proyecto extendió el MedFasee de Brasil hacia Chile y Argentina, conformando el proyecto MedFasee Conosur (Leibovich, 2019).

Actualmente, el sistema cuenta en Argentina, con PMU's instaladas en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), la Universidad Nacional de Tucumán (UNT), la Universidad Nacional del Comahue (UNCO) y la Universidad Nacional de La Plata (UNLP). En la Figura 3-4 pueden observarse las mediciones sincrofatorias recibidas de cada una de las universidades argentinas y chilenas.



Figura 3-4 Interfaz sistema de medición MedFasee Conosur (medfasee.ufsc, 2003).

Otros países de América del sur han ido incorporando la tecnología sincrofatorial aprovechando las ventajas de sus aplicaciones. Casos como el de Guatemala, que utiliza mediciones sincrofatorias que, ante la detección de oscilaciones de potencia, ordena la apertura de líneas de interconexión con el SIEPAC, dejando al SIN Guatemala vinculado a México (2012) (Amico, et al. 2020).

Por otro lado, Ecuador, comenzó en 2010 con un sistema WAMS y están en camino a implementar WAMPAC. Además, está vinculado con el WAM de Colombia que a su vez tiene conexiones con Venezuela y Panamá.

Otro caso de interés es Deslastre Automático de Carga (DAC) adoptado por Perú en 2017, quien utiliza un sistema WAMPAC basado en PMU (Amico, et al. 2020).

3.1.2 Estructura general de un sistema de medición sincrofatorial

Los PMU's distribuidos en los distintos puntos del SADI, son los encargados de medir tensión, corriente y frecuencia. El conjunto de fasores medidos por los equipos se sincroniza mediante un reloj GPS, generalmente con una velocidad máxima de 1 fasor por ciclo, es decir, cada 20 ms.

Una vez obtenido el paquete de datos, estos son enviados al concentrador de sincrofases (PDC, del inglés, Phasor Data Concentrator), el cual tiene la función de recibir y sincronizar temporalmente los fasores provenientes de todos los PMU's, de forma tal, de producir un conjunto de datos sincronizados

en el tiempo, que permita el seguimiento de las variables medidas en tiempo real a través de un software. De esta manera, el Operador del Centro de Control tiene a su disposición las variables de todos los nodos de la red para realizar las operaciones que sean necesarias.

De forma esquemática, podemos observar en la Figura 3-5 la arquitectura de un sistema de medición sincrofasorial. Por un lado, se tiene las mediciones obtenidas por los PMU's, los cuales envían los paquetes de datos según lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.2-2011. Por otro lado, se detalla la capacidad del PDC de procesar, almacenar, y establecer la comunicación con los distintos involucrados e interesados de las mediciones, como puede ser un área de ingeniería y/u operaciones.



Figura 3-5 Arquitectura de un sistema de medición sincrofasorial (Amico, et al. 2020).

De manera general, las aplicaciones de software se componen comúnmente de dos módulos independientes, por un lado, el módulo de procesamiento online que es el encargado de graficar los fasores y las tendencias de las variables registradas, de modo tal de permitir observar el estado del sistema de potencia. A su vez, es el encargado de realizar el procesamiento en tiempo real de los parámetros anteriormente mencionados, con el objetivo de obtener información aproximada en lo que se refiere a modos de oscilación presentes en la red, su frecuencia, amplitud y amortiguamiento (Leibovich, 2019).

Por otro lado, existe lo que se denomina módulo de procesamiento offline, el cual es el encargado de realizar un análisis más detallado de las mediciones obtenidas por los PMU's. Este módulo es quien lleva a cabo la obtención de parámetros para el análisis de la estabilidad de pequeña señal, ya que es capaz de calcular los modos de oscilación, su frecuencia y amortiguamiento. Estos últimos son calculados a través de diferentes procesamientos matemáticos. Los más usados son análisis de Prony, Transformada de Fourier, Transformada Wavelet entre otros.

Existen distintos medios de comunicación entre los equipos de medición y el concentrador (puntualizaremos más adelante en referencia a lo aplicado en el SADI).

De manera general mencionamos los más utilizados.

- Fibra óptica
- Líneas telefónicas
- Satélite
- PLC (Power Line Carrier)
- Enlaces de microondas
- GSM/GPRS

La tecnología sincrofasorial es, actualmente, la más aplicada en sistemas WAMS.

Como vimos con anterioridad, los sistemas de monitoreo de área amplia se basan en una arquitectura de adquisición que incluye cuatro componentes principales: PMU's, PDCs, software de procesamiento de sincrofasores y la red de comunicaciones para la transferencia de datos entre capas.

En primer lugar, se tiene la capa de **Adquisición de Datos** que se obtiene mediante las mediciones provenientes de los transformadores de corriente y tensión ubicados en barras del sistema de

potencia. La siguiente capa se denomina **Organización de Datos**, y corresponde al procesamiento de los datos de las PMU's por parte de los PDCs, generando las transmisiones de sincrofasores de múltiples PMU's ordenados temporalmente. Finalmente, la tercera capa, se denomina **Capa de Aplicación**, donde los datos de las PMU's son procesados y monitoreados por las diferentes aplicaciones de visualización y control (Leibovich, 2019).

En la Figura 3-6 podemos ver los equipos que conforman los PMU's instalados en el SADI.

Por un lado, tenemos la fuente de sincronización GPS, los adquirentes de datos con dos modelos distintos, cuya diferencia entre uno y otro son las cantidades de entradas (8 y 16 entradas) y por último, el registrador, el cual procesa las mediciones y envía los sincrofasores al software para su utilización.



Figura 3-6 Equipos adquiridos por CAMMESA para el sistema WAMS. (Amico, et al. 2020).

3.1.3 Concentrador de Datos

Como hemos comentado, el Concentrador de Datos tiene como función principal la recepción y sincronización temporal de los fasores recibidos de múltiples PMU's de forma tal de producir un conjunto de datos sincronizados en el tiempo y en tiempo real. Para el caso particular del proyecto de sincrofasores en el SADI, se ha adquirido un software con diversas funcionalidades. De manera simple podemos comentar que las mediciones llegan al concentrador, el cual procesa la información y las pone a disposición de otras componentes, como la encargada de configuración y la visualización para el usuario. El concentrador está diseñado para manipular datos provenientes de protocolos IEEE C37.118.

En la Figura 3-7 puede observarse los distintos componentes que lo conforman.

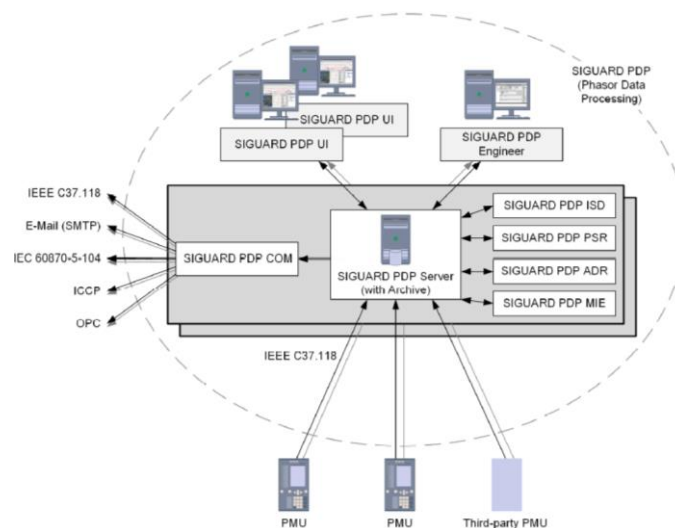


Figura 3-7 Componentes del software. (Amico, et al. 2020).

A modo de resumen se detallan los principales componentes:

- Administrator: Se administran todos los componentes y aplicaciones.
- Communication: Se observa el estado de la comunicación entre el PDC con los PMU y datos asociados.
- Engineer: Se configuran las mediciones recibidas y se parametrizan las variables, umbrales, alarmas, etc.
- UI (User Interfaz): Es la interfaz de USUARIO donde se puede visualizar y analizar la información.

En la Figura 3-8 se puede ver de manera general la arquitectura del sistema. Para esto CAMMESA ha adquirido dentro de la solución, un sistema con dos servidores que le permite tener una cierta redundancia, además, se puede observar el puesto de trabajo de ingeniería para la configuración del proyecto como los puestos de usuarios, los cuales permiten ingresar al sistema para poder visualizar los datos registrados, ya sea en tiempo real como los almacenados con anterioridad. Dentro de la misma red se encuentra un servicio de almacenamiento de alta disponibilidad.

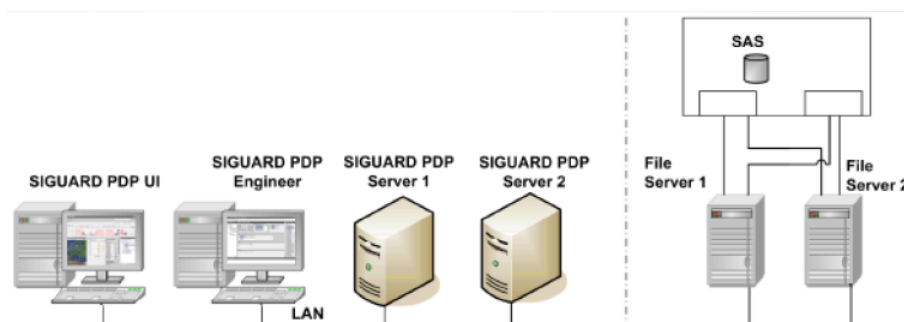


Figura 3-8 Arquitectura del concentrador de datos. (Amico, et al. 2020).

3.1.4 Engineer - Aplicaciones

Esta aplicación es quien permite configurar las PMU, observar los valores calculados, establecer los valores límite/umbrales de los valores medidos, la visualización gráfica, las aplicaciones y la distribución de datos en ventanas separadas para cada uno.

En particular para este proyecto se han adquirido cuatro aplicaciones que toman los datos registrados.

- Detección de Formación de Islas.
- Curva de Estabilidad en Tensión (Curva PV).
- Detección de Fallas.
- Detección de Oscilaciones de Potencia.

3.1.4.1 Detección de Formación de Islas.

El objetivo de esta aplicación es hallar a través de los valores medidos de frecuencia (f), la tasa de cambio de frecuencia (df/dt) y las diferencias de ángulo de los fasores de tensión presentes en cada PMU, la formación de redes parciales, las cuales son conocidas como islas.

A continuación, veremos con un ejemplo ficticio cómo funciona esta aplicación.

En la Figura 3-9 se puede ver tres equipos activos con medición PMU, los cuales son los instalados en Pérez, Salto Grande y Bs.As.

Para este caso, el software muestra con una franja las dos áreas que se encuentran formando una isla, dejando por otro lado la zona de Pérez aislada de ella.

Esto se correlaciona con lo que muestra el gráfico frecuencia vs tiempo, en donde se puede ver que los tres equipos PMU venían observando la misma frecuencia y en un determinado momento, ante algún tipo de perturbación, la frecuencia detectada en Salto Grande y Bs.As caen, en tanto, la frecuencia de Pérez sufre algún tipo de incremento. Ante esta situación el software detecta la formación de isla y envía un evento como se puede ver al final de la imagen.

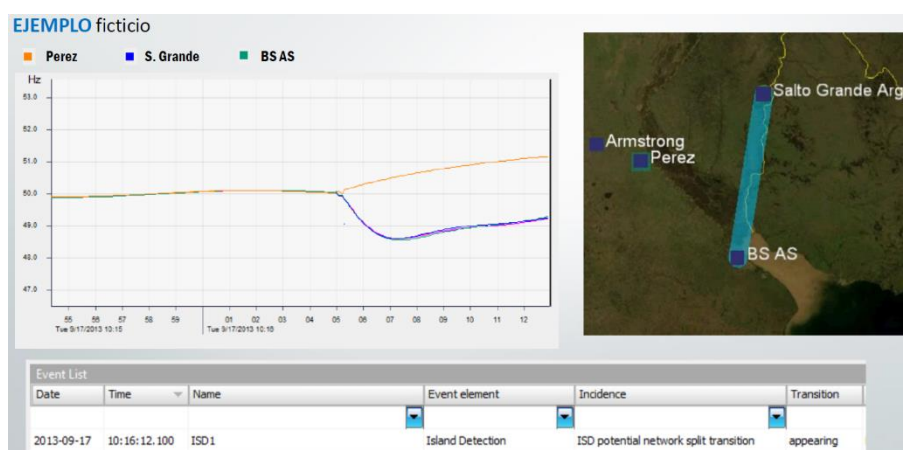


Figura 3-9 Visualización de la aplicación detección de islas (Amico, et al. 2020).

En cuanto a la configuración, la aplicación presenta dos maneras de medir la formación de isla, estática y dinámica. Para el primer caso, se utiliza la medición de frecuencia, en tanto, para el caso de medición dinámica, lo hace evaluando la derivada. En relación con los parámetros que el equipo permite setear podemos ver en la Figura 3-10 el *Time Constant*, el cual corresponde al tiempo que se evaluará para determinar si se formó o no alguna isla. Para tal evaluación, utiliza los ítems *Limit for Potencial Network Split* y *Limit for Network Split*. En la operación, el software se encuentra registrando la frecuencia de todos los equipos, si en algún momento observa que un PMU o un grupo de PMU's se aparta del resto por más del parámetro establecido (0,02 Hz), para este caso, el software envía una

alarma avisando de una potencial separación en isla. Para el caso que la diferencia de frecuencia supere el valor de 0,05 Hz, la alarma corresponderá a una concreta separación de isla.

Figura 3-10 Pantalla de configuración para detección de formación de islas (Amico, et al. 2020).

3.1.4.2 Curva de Estabilidad en Tensión (Curva PV)

En primer lugar, la función de monitoreo de estabilidad de voltaje analiza la curva PV con el actual punto de carga, el punto de máxima carga y el margen de potencia.

Todos estos resultados se muestran gráficamente para dar al operador una visión rápida de la situación actual del sistema.

El software cuenta con la posibilidad de trabajar con un PMU en un extremo de una línea de transmisión o puede hacerlo con un PMU en cada extremo.

Para el primero de los casos, el equipo necesita conocer los parámetros de línea (modelo "PI") la cual va a monitorear, y para esto es necesario cargar en la configuración la resistencia, reactancia, susceptancia y conductancia. A partir de esto, el concentrador calcula la relación P-V y de esta manera es que se obtiene la curva Potencia - Tensión.

A continuación, se muestra la gráfica de monitoreo que arroja el software. En particular para este caso se tiene la representación de la medición obtenida en la línea de 500 kV que vincula la estación transformadora de Salto Grande con la correspondiente a Colonia Elia. La cruz que se indica en dicha curva corresponde al punto de trabajo que se tenía al momento de la captura de la imagen.

A modo de aclaración, si bien el equipo se encuentra a la salida de Salto Grande, la medición corresponde al nodo de Colonia Elia, por este motivo es que se puede ver que la curva se ubica del lado negativo, ya que la dirección de la potencia va desde Salto Grande a Colonia Elia y de acuerdo con la convención, si la potencia es entrante su signo es negativo.

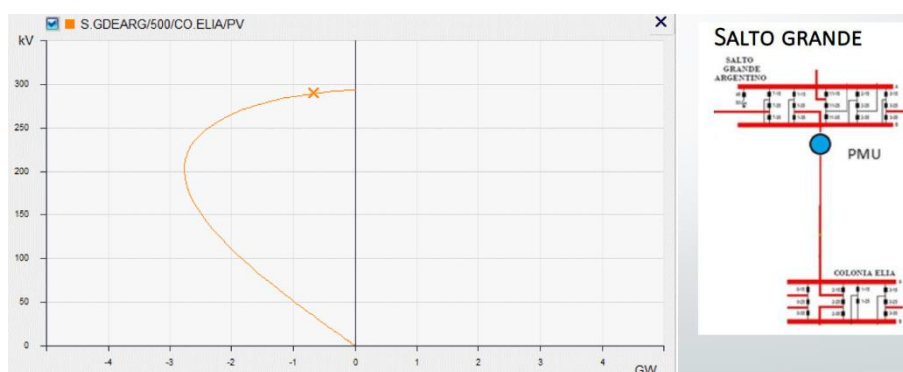


Figura 3-11 Ejemplo de la representación de la curva de estabilidad de PV (Amico, et al. 2020).

Para el segundo caso, donde las mediciones fasoriales son tomadas por dos unidades PMU ubicadas en ambos extremos de la línea de transmisión, se asignan las mediciones de corriente y tensión a cada uno y a partir de esto, el concentrador se encarga del cálculo de la curva PV.

Además de la Curva PV, el monitoreo de estabilidad de voltaje en tiempo real proporciona a los operadores información acerca de los fasores de tensión y corriente en ambos extremos de la línea.

3.1.4.3 Detección de Fallas

Otro de las aplicaciones que se involucradas, corresponde a la detección de falla. En este caso la misma se divide en dos partes, por un lado, tenemos lo que se denomina Detección de Cortocircuito y por otro Perdida de Generación o Demanda.

Para el primero de ellos, la variable a monitorear es la corriente, en tanto para la restante, lo más importante es el seguimiento de la frecuencia del sistema.

Para el funcionamiento de detección de cortocircuito, cada PMU envía las tensiones y corrientes de fase al concentrador y es este quien calcula la variación de corriente di/dt [A/seg.] y lo compara contra los umbrales establecidos de alarmas. En caso de que estos se superen, el programa indica tanto la zona en donde ocurrió el evento como el tipo de falla, es decir, si es trifásica, bifásica o monofásica.

Para entender esto último haremos uso de la siguiente figura.

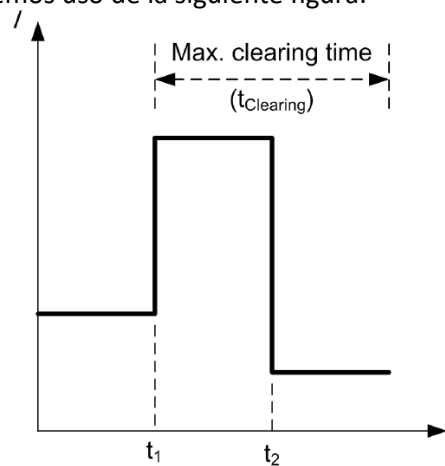


Figura 3-12 Detección de cortocircuito (Amico, et al. 2020).

Cuando alguno de los equipos supera el valor establecido de alarma, en el concentrador se dispara un timer, cuyo ajuste corresponde al Max. Cleaning time (ver Figura 3-12) y si durante ese lapso se supera la pendiente de baja de corriente, el algoritmo detecta que hubo un cortocircuito. Si esta condición fue detectada en un conjunto de PMU, el propio algoritmo selecciona aquellos tres equipos que hayan acusado las mayores tres caídas de tensión.

En la siguiente imagen se puede ver un ejemplo en donde se muestra la lista de eventos, con la fecha y hora, nombres de los equipos, que funciones actuaron.

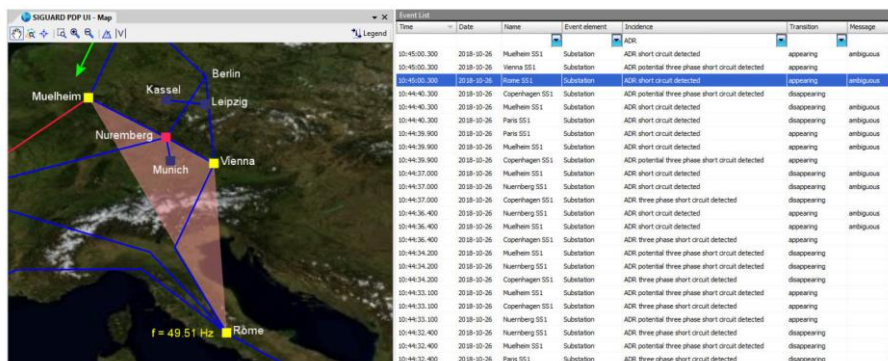


Figura 3-13 Visualización esquemática registro de evento ante cortocircuito (Amico, et al. 2020).

Para el segundo de los casos, Pérdida de Generación o Demanda, cada PMU envía las tensiones y la variación de frecuencia dF/dt [Hz/seg.] al concentrador, y de manera similar a la detección de cortocircuito, el algoritmo compara la variación de la frecuencia con los valores prestablecidos en la configuración. Para el caso que los límites sean superados, se reporta un listado de eventos cuyas salidas son la frecuencia, la variación de frecuencia máxima y el valor de variación de frecuencia que hizo actuar el trigger del equipo.

Para comprender el funcionamiento y la manera que tiene el software de mostrar los eventos hacemos uso de la Figura 3-14.

El valor de frecuencia en el instante t_1 indica el momento en que se supera la derivada de frecuencia emitiendo un evento, transcurrido un tiempo de establecimiento ($t_3 - t_1$), el sistema se encuentra nuevamente en condiciones estables. El tiempo t_2 corresponde al valor mínimo de frecuencia alcanzado; para el caso de una pérdida de demanda, este valor será el máximo. Generalmente, para el máximo tiempo de establecimiento, el manual recomienda utilizar los tiempos de regulación primaria de frecuencia. En la Figura 3-14 se puede ver el listado de eventos para el caso de una pérdida de generación y demanda.

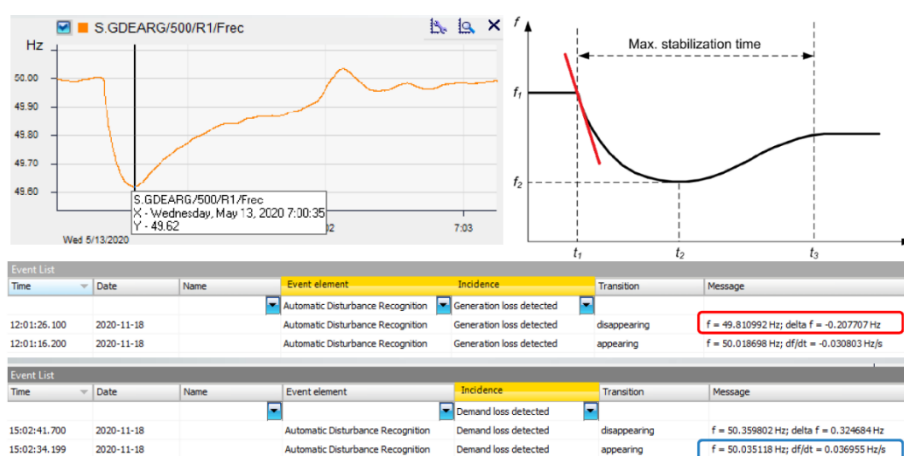


Figura 3-14 Medición pérdida de generación y eventos ante una pérdida de generación y demanda (Amico, et al. 2020).

A diferencia de las anteriores aplicaciones, el programa calcula y utiliza una frecuencia promedio con todos los PMU de la red, por lo tanto, no indica puntualmente que equipo fue el que detectó el evento, sino que la referencia será la frecuencia promedio de la red.

Por último, algo para remarcar de esta función, es que la misma nos va a informar de que fue lo que sucedió, pero por los tiempos de ocurrencia, no nos permite tomar algún tipo de acción para evitar el evento.

3.1.4.4 Detección de Oscilaciones de Potencia.

Para la detección de oscilaciones de potencia, cada PMU envía las mediciones de corriente y tensión al concentrador. Para esta aplicación existen dos criterios de evaluación de oscilaciones de potencia, uno es la diferencia angular, y para esto el concentrador calcula la diferencia entre los ángulos de 2 fasores de tensión provenientes de distintos PMU. El manual del equipo recomienda esta metodología para monitorear oscilaciones de potencia en un área extensa, con frecuencias de oscilación ≤ 1 Hz (Interáreas).

Por otro lado, se cuenta con la posibilidad de utilizar la potencia activa para la evaluación, en donde se calcula la P en función de los fasores de tensión y corriente de un mismo PMU a fin de detectar modos de oscilación locales que presentan frecuencias de oscilación superior a los rangos típicos para oscilaciones interáreas.

Para la evaluación de la criticidad, existe lo que se denomina matriz de riesgo o de peligro, la misma surge a través de un cálculo que realiza software para indicar en función de la amplitud y el coeficiente

de amortiguamiento, el grado de peligrosidad del modo detectado considerando los límites establecidos, como se aprecia, el color blanco indica el mínimo riesgo, en tanto el color rojo revela el máximo.

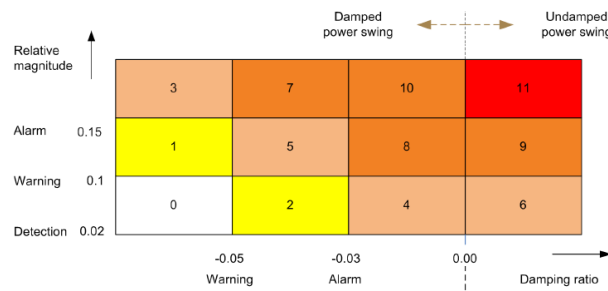


Figura 3-15 Matriz de riesgo (Amico, et al. 2020).

El software tiene la posibilidad de detectar los modos oscilatorios que ocurren en la red, para esto existe dentro de la configuración lo que se llama modos globales, aquí es donde se especifican y definen los rangos de frecuencias específicos (modos interáreas, locales, inter-planta, etc.). Además, cuenta con una opción denominada modos libres, esto es importante cuando se detectan modos oscilatorios que no pertenece a ningunos de los definidos. Cuando sucede esto, el software graba y asigna un rango de frecuencia al evento. Esto es útil para la operación ya que permite dar seguimiento a los valores registrados, y en caso de repetirse, se lo puede identificar y asignar a un rango específico. Otra de las características interesantes que presenta esta aplicación es la de programar tareas específicas para análisis focalizados, esto quiere decir que, si se detectan diferentes eventos pertenecientes al mismo rango de frecuencias, se asume que tales eventos pertenecen al mismo proceso oscilatorio. Ante esta situación, el algoritmo del software reporta el que presenta mayor amplitud.

Esto se puede comprender más fácilmente observando el ejemplo que se muestra en la Figura 3-16 donde se ve el reporte un modo global y a su vez, ese modo también corresponde a una tarea o Jobs de un PMU en particular.

Alarm List					
Time	Date	Name	Event element	Incidence	Message
12:36:37.000	2015-06-03	Global Mode 0.2 ...	Power Swing Recognition	PSR undamped c...	f = 00.66 Hz
12:36:37.000	2015-06-03	PSR Job ParG R...	Power Swing Recognition	PSR undamped c...	f = 00.66 Hz

Figura 3-16 Lista de alarmas según el elemento de evento Reconocimiento de oscilación de potencia (Amico, et al. 2020).

A continuación, se muestran las diferentes maneras de visualización. Por un lado, se tiene la parte geográfica en donde se muestran según el riesgo detectado (basándose en la matriz anteriormente descrita) y por otro se tiene un árbol donde se despliegan todos los modos globales. Para este caso se puede ver que el equipo de Roma detectó 3 modos con diferentes niveles de riesgos, pero a la tarea se le asigna el de mayor riesgo, en este caso en color rojo.

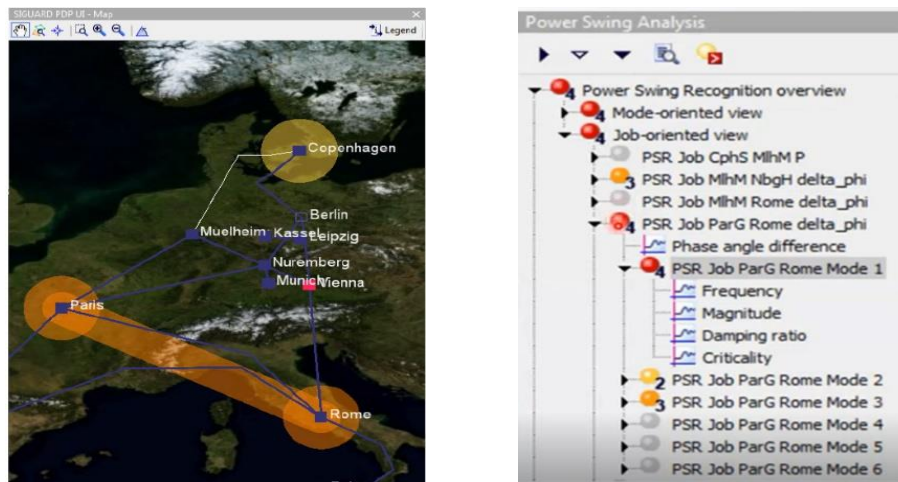


Figura 3-17 Visualización esquemática de oscilaciones de potencia relacionadas con la diferencia de ángulo de fase (Amico, et al. 2020).

Otra manera típica de ver los modos oscilatorios es a través de un gráfico de frecuencia - amortiguamiento. En este caso se respetan los colores de la matriz de riesgo y se muestran todos los modos que se estén detectando en el mismo instante. Las dos líneas diagonales tienen que ver con los valores definidos ya sea para el caso de alarma y advertencia.

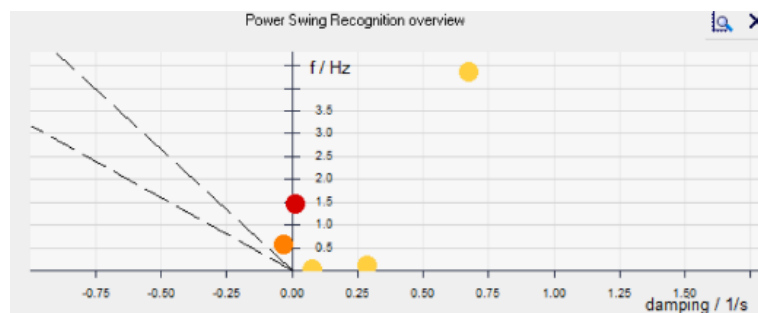


Figura 3-18 Descripción general del diagrama de oscilación de potencia reconocida (frecuencia sobre atenuación) (Amico, et al. 2020).

3.1.5 Comunicaciones y transmisión de sincrofasores.

Como fue mencionado en el apartado 2.2.2 la norma que define las comunicaciones entre PMU es el estándar IEEE C37.118.2. Esta norma, además de definir un método para el intercambio de datos de mediciones fasoriales sincronizadas entre equipos del sistema de potencia, especifica los mensajes, incluyendo tipos, usos, contenidos, los formatos de datos para comunicación en tiempo real entre unidades de medición fasorial (PMU) y concentradores de datos fasoriales (PDC) y además abarca las descripciones para la prueba de calidad (Quinaluiza, 2014).

A continuación, se describen los puntos más importantes que describe la norma IEEE C37.118.2:

- Características básicas y métodos para realizar las mediciones sincrofatorias, como tiempo de referencia: UTC, tasa de medición, Fase de referencia: forma cosenoidal.
- Pruebas para determinar que las medidas realizadas por la PMU sean correctas, especificando los límites permitidos en los errores de las mediciones, definiendo el TVE (vector de error total).
- Protocolo de comunicaciones en el que se define la transmisión de datos utilizado para sincrofasores en tiempo real ya sea PMU - PDC o PDC - PDC, en los que se incluye datos,

configuración e información de encabezado y comandos, los tres primeros son enviados de la PMU hacia el PDC y mensaje de comandos es enviada desde el PDC hacia la PMU.

- Datos: en este mensaje se envían las medidas realizadas por las PMU hacia los concentradores.
- Configuración: es un mensaje que contiene información y parámetros de los datos medidos por las PMU.
- Encabezado: contiene información acerca de la PMU como escalas de los datos o algoritmos de filtrado.
- Comando: contiene comandos enviados hacia la PMU; prender o apagar la transmisión, solicitar comando de encabezado, entre otros.

Además, los mensajes llevan información de la calidad de los datos recibidos, conociendo si se recibe datos válidos de medición sincronizada o no.

De forma general las tramas de datos contienen:

- Los sincrofasores de los voltajes y corrientes (1-fase, 3-fases, componentes de secuencia).
- La frecuencia y la frecuencia de cambio.
- Los valores adicionales analógicos y digitales.

3.1.5.1 Latencia

La latencia es definida como el retardo de tiempo entre cuando el dato es creado y cuando el mismo está disponible para una aplicación deseada.

Dentro de lo sistema de sincrofasores podemos decir que la latencia corresponde a la suma de todos los retardos que se producen desde que la información se obtiene dentro del equipo hasta que llega al concentrador. Los retardos que componen la latencia son la suma del tiempo que toma adquirir la medición hasta que se pone a disposición en el canal de comunicaciones, más el tiempo de transporte desde un equipo a otro. Luego cuando llega al concentrador finaliza al ingresa a la base de datos. En ese momento se toma la diferencia de tiempo entre que se generó el dato y que llego a destino, este último valor representa la latencia. Esto puede verse representado en la Figura 3-19.

Esta es una información muy importante para el monitoreo en tiempo real, por eso es preciso de que sea medido, ya que, si la latencia está alejada de los valores admisibles para la operación en tiempo real, la acción no puede ser ejecutada. Por citar un ejemplo, podemos decir que, si una medición presenta una latencia de 1 seg, esta no podrá ser utilizada para ejecutar una acción en tiempo real. Un tiempo adecuado debería estar entre los 200 – 300 ms.

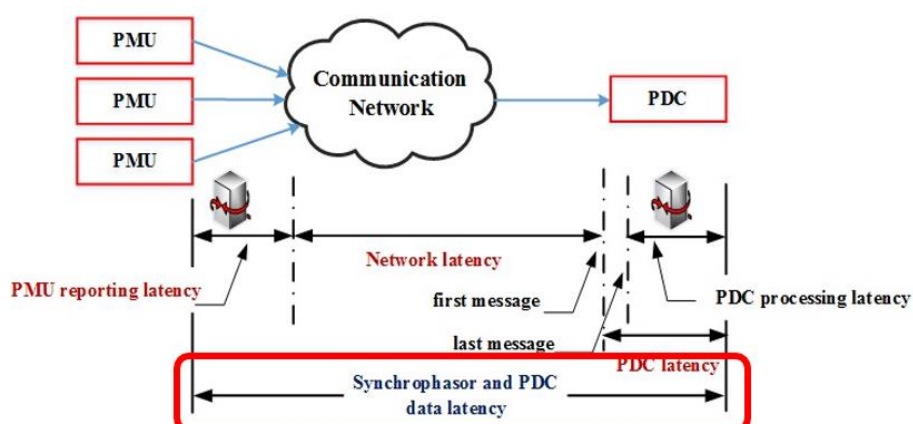


Figura 3-19 Representación de un esquema de PMU y medición de latencia (Amico, et al. 2020).

The screenshot shows a software interface titled "SIGUARD PDP Communication UI (Restricted Mode)". It features a menu bar with "File" and "View", and tabs for "PMU devices", "PDC servers", "ICCP servers", and "IEC104 servers". Below the tabs is a "Filter:" input field and a status indicator "Reference date and time : 2020-08-28 11:33:12 Reference time source : NTP OK". The main content is a table with the following data:

PMU device name	PMU device ID	Status	Start/Stop	Latency [ms]	Receive error
CAMMESA_B	100	online	Stop	578	0
CAMMESA_P	200	online	Stop	121	0
S.GDEARG	300	online	Stop	628	0
ARMSTRONG	400	online	Stop	544	0
S.GDEARG2	1003	failure	Stop	0	0
R.OESTE	500	online	Stop	137	0

Figura 3-20 Monitoreo de estado de comunicaciones y latencia (Amico, et al. 2020).

En cuanto, para definir las resoluciones temporales y latencias, la norma IEEE 60255-118-1-2018 y sus modificaciones establecen la máxima latencia de transmisión de datos aceptable desde una PMU. Para definir los requerimientos de latencia de los PDCs, la norma IEEE C37.244 especifica diferentes límites referidos a los retardos entre la entrada y salida de datos de los concentradores (Quinaluiza, 2014).

3.1.5.2 Esquema y protocolos de comunicación PMU

Ninguna de las normas antes mencionadas define una única infraestructura de red que deba emplearse para sistemas de medición sincrofásorial. En la tecnología de vanguardia de PMU's y PDCs, los enlaces seriales y Ethernet son los más utilizados, siendo estos últimos los más aplicados en sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS, entre otros). En el caso de Ethernet, el Protocolo de Control de Transmisión (TCP, por sus siglas en inglés) y el Protocolo de Datagramas de Usuario (UDP, por sus siglas en inglés) son los protocolos de transferencia de datos comúnmente aplicados (Leibovich, 2019).

En referencia a las arquitecturas de comunicación en general existen dos diferentes tipos de sistemas que pueden utilizarse para sincrofasores: concentración central y concentración local. Con la arquitectura de concentración central, cada PMU en la subestación envía los datos de su fasor al centro de control, donde los datos se concentran. En tanto, en la arquitectura de concentración local, los PDCs concentran las entradas de PMU en la subestación y luego envían una sola salida desde el PDC hasta el centro de control. A pesar de que tanto la concentración central como la local son arquitecturas posibles, el empleo de PDCs en cada subestación reduce significativamente el ancho de banda de comunicaciones necesario para llevar los datos de sincrofasores, desde la subestación hasta el centro de control. A través del proceso de concentración de datos, los datos de cada PMU se integran, se alinean en tiempo y se empaquetan en el PDC y son enviados más eficientemente hacia el PDC central (Quinaluiza, 2014).

En referencia a los protocolos utilizados por concentrador puede verse en la Figura 3-21

Protocolo C37.118: Es utilizado para la comunicación con los equipos PMU y concentradores de datos locales. Permite el envío y recepción de datos.

Protocolo ICCP: Utilizado para la comunicación con el centro de control. Este protocolo permite enviar las mediciones, valores calculados y umbrales de valores espontáneos (cambio de señal digital).

Protocolo 60870-5-104: Es un protocolo aplicado a la parte de telecontrol. Permite transmitir los datos a un sistema SCADA. Es utilizado para transmisión de valores calculados y alarmas.

Protocolo OPC: Es un protocolo más flexible que los anteriores. Mediante intermediarios adecuados se pueden almacenar las mediciones en una base de datos. Se puede comunicar con plc y también SCADA.

	ICCP	60870-5-104	OPC
	Intercambio de información entre centros de control en tiempo real	Estándar que definen los sistemas utilizados para el telecontrol	Modela una fuente de datos
Integración con sistemas SCADA/EMS/DMS	SI	SI	Requiere cliente OPC
Comunicaciones	TCP/IP		
Control	NO		
Actualización de datos cíclica	SI	SI	SI
Eventos espontáneos	SI	SI	NO

Figura 3-21 Funciones por protocolos utilizados (Amico, et al. 2020).

3.2 Evaluación y análisis de los modos oscilatorios usando análisis Prony

Las oscilaciones interáreas son aquellas que se presentan cuando un área del sistema oscila contra otra, este tipo de oscilaciones presenta frecuencias características en el rango de 0.1 a 1 Hz y pueden originarse por varias razones, entre ellas el incremento súbito de carga, la pérdida de unidades de generación, el recierre exitoso después de una falla transitoria, etcétera.

El problema con este tipo de oscilaciones se presenta cuando el sistema oscila con un amortiguamiento bajo o negativo (oscilaciones crecientes o sostenidas), ya que esto compromete la estabilidad del sistema.

Para el estudio de estabilidad de pequeña señal, el análisis modal se ha empleado de manera tradicional para el estudio de las oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia, sin embargo, para utilizarlo es necesario tener un conocimiento de los parámetros del sistema.

Actualmente los métodos basados en mediciones sincrofasoriales son utilizados para análisis fuera de línea. Este tipo de análisis tiene la ventaja de que, debido a que en los últimos años la expansión en la tecnología sincrofasorial se ha ido incrementando, es posible contar con mediciones en diversos puntos del sistema, lo cual ha permitido utilizarlos para la identificación de modos de oscilación.

Uno de los métodos más utilizados para la identificación de oscilaciones interáreas es el método de Prony, quien se basa en ajustar un conjunto de mediciones a la solución de un modelo lineal. Las mediciones sincrofasoriales son utilizadas y procesadas a través de Prony, para hallar a través de su resolución, los modos oscilatorios inmersos en las señales de análisis.

3.2.1 Metodología, descripción y aplicación de análisis de Prony

Uno de los métodos más utilizados para estimar el comportamiento de los modos oscilatorios en su aplicación con mediciones PMU es el análisis Prony, este método utiliza información en el dominio del tiempo para obtener los parámetros de frecuencia, amortiguamiento, fase y amplitud de los modos oscilatorios inmersos en la señal.

Al utilizar un método como Prony, el cual como se mencionó es basado en mediciones, se debe estar consciente de los diferentes tipos de datos que se obtienen usando PMU's, los cuales de acuerdo con (Hernández, 2019) se clasifican en los siguientes:

- Datos Ambientales (Ambient Data): Datos del sistema en estado estacionario o cuasi estacionario en donde las mayores perturbaciones se deben a pequeñas variaciones aleatorias en la carga.

- Datos tipo “Ringdown”: Este tipo de datos se presentan ante perturbaciones mayores tales como fallas, pérdida de unidades de generación o variaciones considerables de la carga. Este es el caso que se estudia en el presente trabajo.

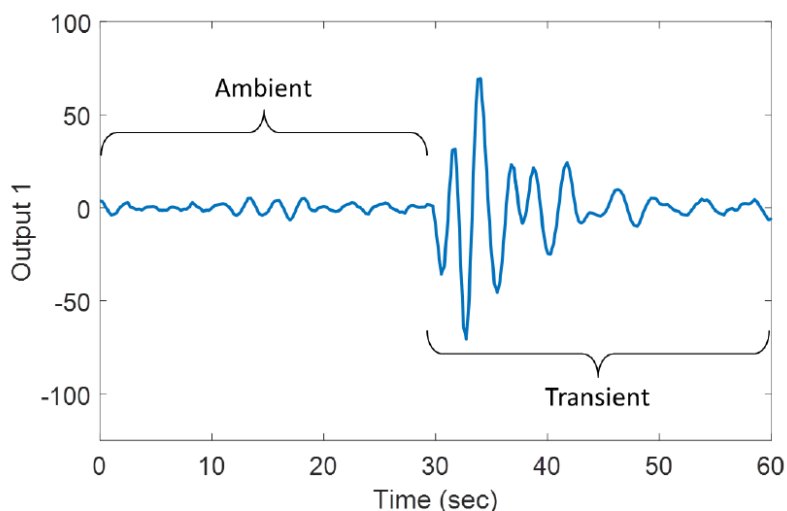


Figura 3-22 Diferencia entre una oscilación natural y una del tipo ringdown.

El método de Prony es una técnica para la extracción de sinusoides o exponenciales complejas de un conjunto de datos, basada en la resolución de un conjunto de ecuaciones lineales. Es decir, el análisis del método permite modelar señales muestreadas como una combinación de sinusoides amortiguadas, minimizando el error cuadrático medio entre la señal real y la señal estimada. A partir de dichas ecuaciones, es posible determinar entonces todos los parámetros de cada componente presente en las variables registradas: amplitud, frecuencia y amortiguamiento (Leibovich, 2019). Este método se basa en caracterizar las respuestas del sistema a una perturbación, la cual puede deberse entre otras causas a la operación exitosa de un recierre posterior a una falla, al ingreso de una carga de potencia elevada, a la pérdida de generación, etcétera (Hernández, 2019).

3.2.2 Descripción matemática del método de Prony.

El método de Prony aproxima una secuencia de N muestras igualmente espaciadas a una combinación lineal de n funciones exponenciales complejas con diferentes amplitudes, factores de amortiguamiento, frecuencias y ángulos de fases.

La contribución principal de este método es que convierte una aproximación no lineal de sumas exponenciales resolviendo un conjunto de ecuaciones lineales y un problema de búsqueda de raíces. Para estimar varios parámetros de una función, el método de Prony utiliza una aproximación de una función exponencial.

Sea la señal, una medición observada por $y(t)$, donde $y(t)$ está compuesta por un N número de muestras $y(y_k) = y(k)$, donde $k = 0, 1, \dots, N - 1$

$$y(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (3.64)$$

Cada término de esta expresión tiene cuatro elementos: La magnitud A_i , el factor de amortiguamiento σ_i , la frecuencia f_n , y el ángulo de fase ϕ_i . Cada componente exponencial con distinta frecuencia es interpretada como un único modo de la señal original. Los cuatro elementos de cada modo pueden

ser identificados a partir de la representación en el espacio de estados de las muestras igualmente espaciadas de la señal. El intervalo de tiempo entre muestras es Δt .

Para poder comprender el método, realizamos un resumen a través de los siguientes pasos:

1. Construir un modelo de predicción lineal discreta a partir de las muestras obtenidas.
2. Encontrar las raíces del polinomio característico asociados con el modelo de predicción lineal discreto del paso 1, encontrar los coeficientes de predicción que producirán las estimaciones del factor de amortiguamiento y frecuencia sinusoidal de cada término exponencial.
3. Con las raíces encontradas en el paso 2, obtenemos una segunda ecuación lineal, con la cual es posible estimar la amplitud de la exponencial y la fase inicial de la sinusoidal, el objetivo inmediato es encontrar los términos *reales* y *complejos* que produzcan \hat{y} .

Estos pasos se realizan en dominio de z y en el paso final, los eigenvalores se trasladan al dominio de s .

Como hemos visto, la Ec. (3.64) puede expresarse de forma exponencial de la forma.

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n B_i e^{\lambda_i t} \quad (3.65)$$

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n B_i z_i^k \quad (3.66)$$

Donde:

$$Z_i = e^{\lambda_i \Delta t} \quad (3.67)$$

Los eigenvalores del sistema (λ_i) y (f_i) pueden encontrarse en los modos discretos mediante:

$$\lambda_i = \frac{\ln(z_i)}{\Delta t} \text{ real} \quad (3.68)$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi\Delta t} \text{ imag} \quad (3.69)$$

El método de Prony propone definir un polinomio de orden n que tiene a sus Z_i exponentes como raíces.

$$z^n - (a_1 z^{n-1} + a_2 z^{n-2} + a_3 z^{n-3} + \dots + a_n z^0) \quad (3.70)$$

Para poder resolver el polinomio característico de la Ec. (3.70) primero es necesario obtener los coeficientes a_i y deben ser calculados a partir del vector de muestra de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} y(n-1) & y(n-2) & \dots & y(0) \\ y(n-0) & y(n-1) & \dots & y(1) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ y(N-2) & y(N-3) & \dots & y(N-n-1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y(n) \\ y(n+1) \\ \dots \\ y(N-1) \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

Representaremos (3.71) con la siguiente notación con el fin de presentar una solución general al sistema:

$$Aa = y \quad (3.72)$$

La expresión (3.71) representa un sistema con más ecuaciones que incógnitas (sobre determinado), por lo que para solucionarlo debemos seleccionar un método de optimización, así como una norma que nos permita minimizar el error.

En base a esto último, se busca un vector b que haga que el vector de error $y - Ab$ sea minimizado y para ello se utiliza la siguiente norma.

La Ec. (3.73) muestra la norma utilizada para minimizar el vector error:

$$J(a) = \|y - Ab\|_2^2 \quad (3.73)$$

La solución de este tipo de sistemas es:

$$a = (A^T A)^{-1} A^T y \quad (3.74)$$

Utilizando (3.74) encontramos los coeficientes del polinomio característico el cual debemos resolver para obtener los polos complejos del sistema.

Una vez obtenidos z_i por medio de las raíces de la Ec. (3.71), los eigenvalores λ_i pueden ser calculados por medio de la Ec. (3.68).

El último paso es encontrar B_i que produzca $\hat{y}(k) = y(k)$ para cualquier k , lo que nos lleva a la siguiente relación:

$$\begin{bmatrix} z_1^0 & z_2^0 & \dots & z_n^0 \\ z_1^1 & z_2^1 & \dots & z_n^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & \dots & z_n^{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ \vdots \\ B_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y(0) \\ y(1) \\ \dots \\ y(N-1) \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

La última expresión se puede representarse como

$$ZB = y \quad (3.76)$$

Como puede notarse, la dimensión de la matriz Z es $n \times N$; por lo tanto, la Ec. (3.76) tendrá que resolverse, de igual manera, por el método de mínimos cuadrados.

Utilizando la misma norma que en el sistema dado por (3.71), obtenemos lo siguiente:

$$B = (Z^T Z)^{-1} Z^T y \quad (3.77)$$

Con lo anterior se obtiene la parametrización del modelo dado por (3.66), la cual representa nuestra aproximación al conjunto de mediciones.

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n B_i z_i^k$$

Se calculan las raíces de la ecuación característica del modelo lineal obtenido y luego se determina la amplitud y la fase de cada uno de los modos presentes en la señal.

La señal reconstruida $\hat{y}(t)$ usualmente ajustara inexactamente a $y(t)$. Existen distintos parámetros para describir la calidad de la señal ajustada, en este caso se menciona el descripto en (Quinaluiza, 2014) donde se utiliza la comparación entre la señal que procesa el Prony $y(t)$ y la señal reconstruida

con los resultados del Prony $\hat{y}(t)$, medida a través del parámetro SNR (del inglés, signal to noise ratio), y está definido por:

$$SNR = 20 \log \frac{\|\hat{y} - y\|}{\|y\|} \quad (3.78)$$

$\|\cdot\|$. $\|\cdot\|$ Denota la norma del vector y el SNR es medido en decibeles (dB).

3.2.3 Ventana de análisis

La precisión en la estimación de los modos oscilatorios mediante el uso del análisis Prony depende entre otras cosas, del lugar de selección de la ventana y la longitud de tiempo considerada para el análisis, por lo que es importante la adecuada selección de la ventana en función de la frecuencia de los modos que se encuentren inmersos en la señal. Por lo tanto, la mínima longitud de la ventana de datos debe ser aquella que permita visualizar al menos un período de la señal correspondiente a la frecuencia analizada. Así, por ejemplo, si el modo presenta una frecuencia de 0,5 Hz la ventana mínima deberá ser de 2s, en cambio, si el modo presentase una frecuencia de 0,1 Hz la ventana debería ser de al menos 10s (Quinaluiza, 2014).

Seleccionar una adecuada ventana de datos para el análisis es de vital importancia para todos los métodos aplicados a los transitorios. Hay dos consideraciones principales que se deben tener en cuenta, por un lado, la linealidad del sistema y por otro, la SNR de las mediciones (Follum et al. 2017). Todo lo discutido en esta sección asume que el sistema que genera la respuesta transitoria exhibe un comportamiento lineal. Aunque los sistemas de potencia son en realidad sistemas no lineales, tienden a comportarse linealmente en torno a un punto de operación como se ha descrito en la sección 2.1.6 y 2.1.7.

Cuando el punto de operación cambia drásticamente, como sucede durante un evento del sistema, la porción inicial de la respuesta no puede caracterizarse como lineal. Por lo tanto, una buena regla general es excluir las dos primeras oscilaciones de la respuesta si el transitorio es grande. Para la segunda consideración, es importante recordar que los métodos de análisis de transitorios son aplicables a señales compuestas por una suma de sinusoides. Por lo tanto, es importante incluir solo porciones de datos donde la respuesta transitoria es dominante. En la Figura 3-23 Parte de los datos de la salida 2 utilizada para el análisis (negro) (Follum et al. 2017). se detalla la ventana utilizada para el análisis la cual está resaltada en negro para la salida 2.

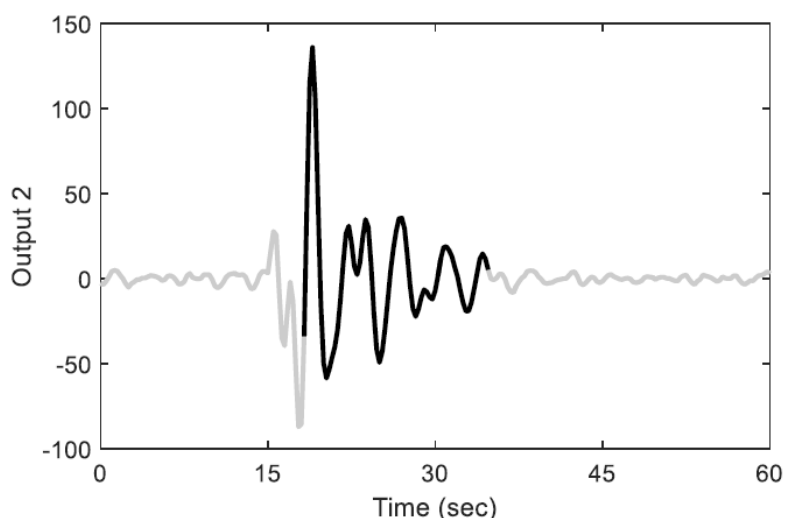


Figura 3-23 Parte de los datos de la salida 2 utilizada para el análisis (negro) (Follum et al. 2017).

De la aplicación del método de Prony se puede ver en la Tabla 4 Estimación modal de los resultados de la aplicación del método de Prony a los datos modelados (Follum et al. 2017). los seis modos identificados con su correspondiente frecuencia, amortiguamiento y energía.

Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Pseudo-Energía (Normalizada)
0.250 (0.25)	6.578 (7)	1
0.403 (0.4)	7.066 (7)	0.564
0.597 (0.6)	5.643 (6)	0.166
1.843	6.505	0.5029×10 ⁻⁴
1.037	4.982	0.2723×10 ⁻⁴
1.475	4.892	0.0482×10 ⁻⁴

Tabla 4 Estimación modal de los resultados de la aplicación del método de Prony a los datos modelados (Follum et al. 2017).

La pseudo energía enumerada en la Tabla 4 es una métrica de cuánto contribuye cada modo estimado a las señales de entrada. Recordando que los transitorios se modelan como sumas de sinusoides amortiguados, las seis sinusoides amortiguadas para la salida 2 correspondientes a las estimaciones de modo en la Tabla 4 se trazan en la Figura 3-24. La suma de estas ondas amortiguadas conduce a la señal modelada que se muestra en la Figura 3-25. Una buena correlación entre las señales medidas y modeladas es un indicador de que el modelo está capturando los modos dominantes que se encuentran en la señal analizada.

Los valores pequeños de pseudo energía que se dan en la Tabla 4 para las tres entradas finales indican que esas estimaciones de modo no corresponden a los modos electromecánicos dominantes del sistema. Aun así, su inclusión mejora la estimación al capturar términos de ruido y componentes de mayor frecuencia (Follum et al. 2017). Esto último se evidencia al observar en Figura 3-24 donde las tres sinusoides amortiguadas correspondientes a los modos con mayor energía presentan mayor amplitud que las otras y, por lo tanto, contribuyen más al transitorio.

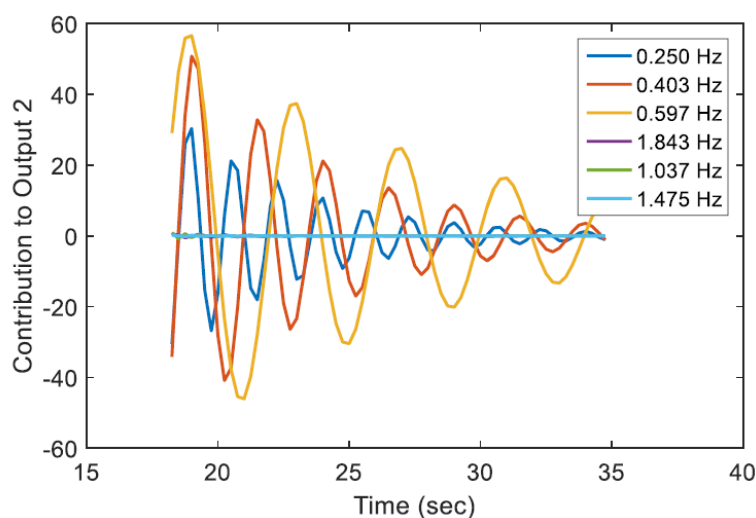


Figura 3-24 Contribución estimada de la sinusoides amortiguadas asociadas con cada modo (Follum et al. 2017).

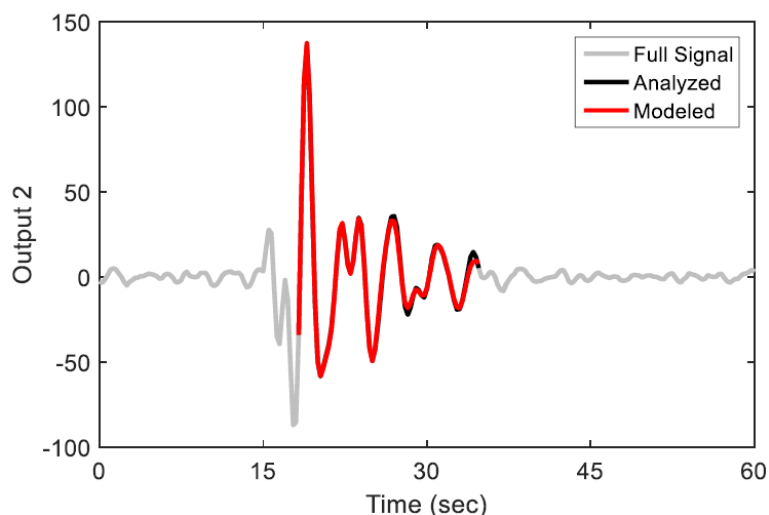


Figura 3-25 Señal utilizada para el análisis (negro) y la señal modelada basada en las estimaciones de modo. (Follum et al. 2017).

Los resultados del análisis ringdowns vistos en las figuras anteriores fueron obtenidos mediante el método Prony con un orden de modelo de 12. Como se mencionó anteriormente, la fuerte concordancia entre las señales medidas y modeladas es un indicador de que se están capturando los modos dominantes. Sin embargo, se debe tener la precaución al aumentar el orden del modelo en búsqueda de una mejor estimación de la señal, ya que se puede llegar a lograr lo que se conoce como división o separación de modo, consiguiendo, como la palabra lo indica, que la contribución de un modo electromecánico verdadero se divida entre dos modos estimados. Para dar claridad a lo anterior, observamos la Tabla 5 donde el modelo se ajustó con un orden 22. En este caso, se observa remarcado en negrita, dos modos con valores similares al valor hallado anteriormente.

Aunque la pseudo energía del componente de 0,282 Hz es mucho más pequeña, aún contribuye significativamente a la señal modelada. Por esta razón, es una buena práctica seleccionar el orden de modelo más pequeño que proporcione un ajuste adecuado entre los datos medidos y estimados logrando la captura de las contribuciones de cada uno de los modos presentes.

Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Pseudo-Energía (Normalizada)
0.249	7.689	1
0.398	6.778	0.492
0.598	4.8	0.125
0.282	14.019	0.034
1.149	10.016	0.857×10 ⁻³
1.262	12.522	0.569×10 ⁻³
0.964	8.389	0.396×10 ⁻³
0.78	4.604	0.043×10 ⁻³
1.918	2.209	0.012×10 ⁻³
1.476	2.365	0.006×10 ⁻³
1.681	2.132	0.002×10 ⁻³

Tabla 5 Estimación de modos modelados con un orden de 22.

3.2.4 Software empleado para el análisis Prony

Para realizar el procesamiento de las señales provenientes de los equipos PMU's se utiliza la herramienta OBAT (Oscillations Baseline Analysis Tool). Esta es una aplicación de software independiente desarrollada por PNNL (Pacific Northwest National Laboratory) para el análisis de oscilación del tipo Ringdown. La aplicación tiene la capacidad de realizar el análisis de oscilaciones y

estimaciones de modos, siendo capaz de hallar la frecuencia, amortiguamiento, fase y amplitud de los modos oscilatorios presentes en la señal analizada, además permite realizar la estimación de la señal de análisis con el objeto de identificar de forma adecuada los modos críticos.

El diseño conceptual de la herramienta se muestra en la Figura 3-26. Como puede observar, los datos de entradas pueden ser mediciones en distintos formatos, es caso del presente trabajo, se utilizan CSV y COMTRADE. El software tiene incorporados dos métodos de análisis de oscilación: Prony y Matrix Pencil. La herramienta también puede interactuar con otros programas de análisis de oscilación como ser PPSE.

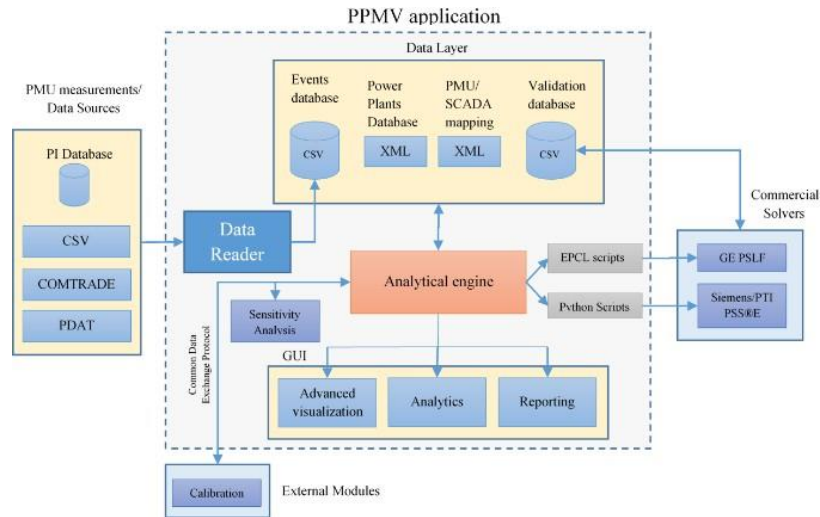


Figura 3-26 Diseño conceptual de OBAT (Etingov, et al. 2018).

La pantalla principal de OBAT se muestra en la Figura 3-27 y Figura 3-28. La herramienta mantiene una base de datos de eventos, puede generar automáticamente informes de análisis de oscilación y también tiene capacidades de visualización avanzada. Si bien una de las características más importantes de la herramienta OBAT es la capacidad de realizar un análisis del tipo “baselining” de oscilación, en este trabajo se utiliza con el fin de poder encontrar los modos de oscilación con su respectiva frecuencia y amortiguamiento.

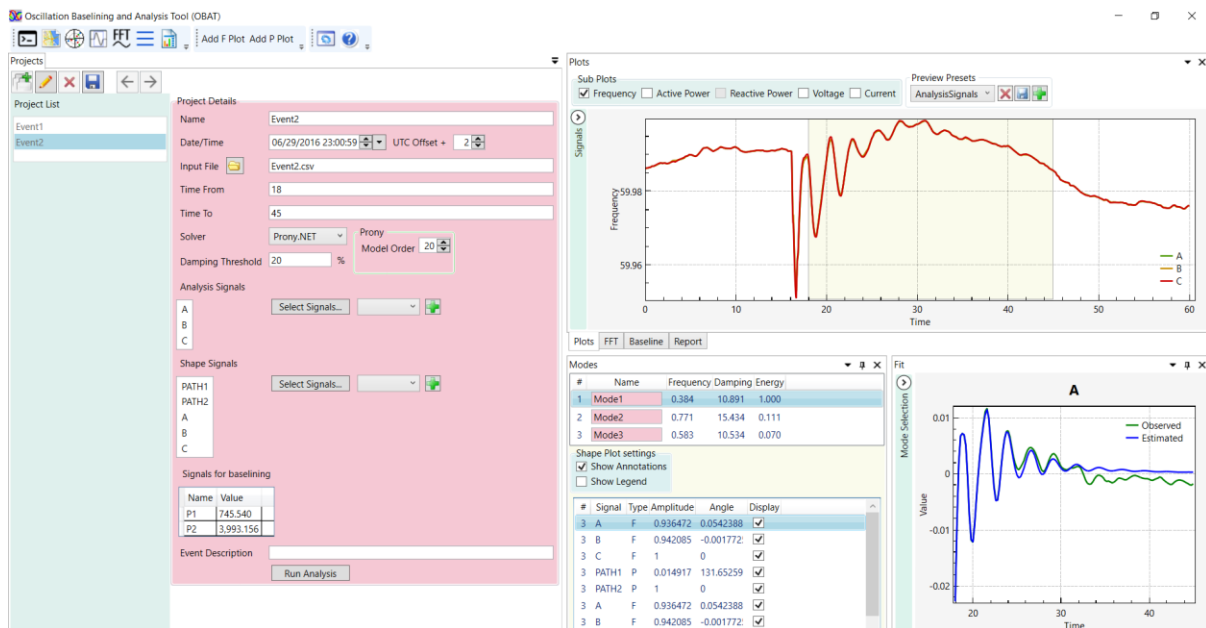


Figura 3-27 Pantalla principal de OBAT.

Para la carga de eventos, los mismos deben estar guardados en la carpeta que trae por defecto el programa. Una vez que este ha sido identificado se debe elegir el método de resolución; para este caso se tiene seleccionado el método PRONY.NET. También existen PNNL PRONY, VAPRO y MATRIX PENCIL. Para el desarrollo del estudio se utiliza PRONY.NET ya que los otros métodos necesitan de una versión mínima de R2020b del software Matlab. Otros parámetros de ajustes son el porcentaje de amortiguamiento máximo que se quiere encontrar, en este caso 20% y el orden del modelo, el cual también está fijado en 20 (ambos por default). Como se describió en la sección 3.2.3, uno de los ajustes más importantes a la hora de encontrar los modos presentes en la señal, es **la selección de la ventana**, como se ve, esta se encuentra seleccionada entre 18 y 35 seg. Básicamente, estos valores surgen de respetar las recomendaciones de **excluir las dos primeras oscilaciones** y largo de la ventana de análisis, la cual debe **finalizar en valores donde comienza a mezclarse con los valores de ambiente** Figura 3-22 y Figura 3-23.

A la hora de seleccionar las señales (Analysis Signals) para analizar los modos, se debe tener presente que el software lo hará mediante el análisis de las señales correspondiente a la frecuencia del sistema, a su vez, también se pueden obtener los modos presentes en otro tipo de señales (Shape signals), como puede ser, la potencia, la corriente y el ángulo. En consultas realizadas al equipo de desarrolladores de OBAT, ellos recomiendan usar la frecuencia ya que se puede obtener la diferencia entre las mediciones como señal de entrada para el análisis. Esto tiene como ventaja, que se resalta la oscilación que se está buscando. Para hacer esto en OBAT, se debe tomar la diferencia entre las mediciones de frecuencia de la señal y usarla como entrada en el mismo archivo como con el resto de los datos.

Otra información gráfica que brinda OBAT se puede ver en la Figura 3-28, donde se proporciona un mapa con las diferentes ubicaciones de los equipos que tomaron el registro, siendo el tamaño de los círculos representantes de la magnitud del modo y el color depende del valor del ángulo. Para el ejemplo se tienen que los modos A, B y C (rojo) presentan el mismo ángulo en tanto, D y C (mismo tamaño de círculo) presentan la misma magnitud.

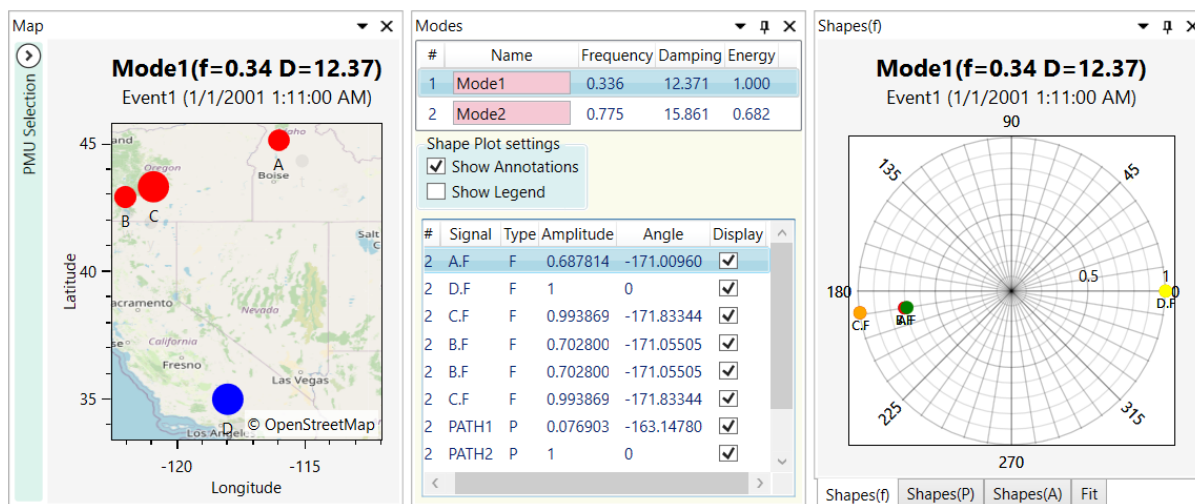


Figura 3-28 Pantalla principal OBAT (Ubicación geográfica PMU y Representación de polos y ceros).

Consideraciones para tener en cuenta a la hora de usar OBAT.

- La región de la PC debe estar seteada para EE. UU.
- Para un correcto procesamiento de la señal se debe utilizar el formato establecidos en Event1 y Event2.
- OBAT debe ser especificado para redes en 50 Hz.
- Para formatos CSV muy largos (mayores a 2 min) el programa no responde.
- Excluir las dos primeras oscilaciones mínimamente.

- El largo de la ventana de análisis debe finalizar antes de que comiencen los ambientes data.
- Los algoritmos de OBAT solo son para uso con oscilaciones transitorias. Se obtendrán valores sin sentido si se aplican a mediciones que no contienen una oscilación transitoria (ringdown).
- Solo detecta señales de oscilaciones interáreas (0.1 – 1 Hz)
- La pestaña Signal Analysis debe corresponder a las señales de frecuencia.
- El periodo de muestreo de las mediciones debe de ser igual o superiores a 1 muestra por ciclo.
- Seleccionar el orden de modelo más pequeño que proporcione un ajuste adecuado.

3.2.5 Simulación y análisis de estabilidad de pequeña señal - Sistema Simple

A continuación, se realiza la simulación mediante el software Power World de un sistema de dos áreas tal como se lo muestra en Figura 3-29. El objetivo de esta simulación es verificar los resultados de la aplicación OBAT ya que las señales de salidas serán utilizadas como variables de entrada para el análisis Prony en el cual se evalúa la forma de onda de la señal obtenida para determinar los modos oscilatorios en términos de frecuencia y amortiguamiento inmersos en las señales.

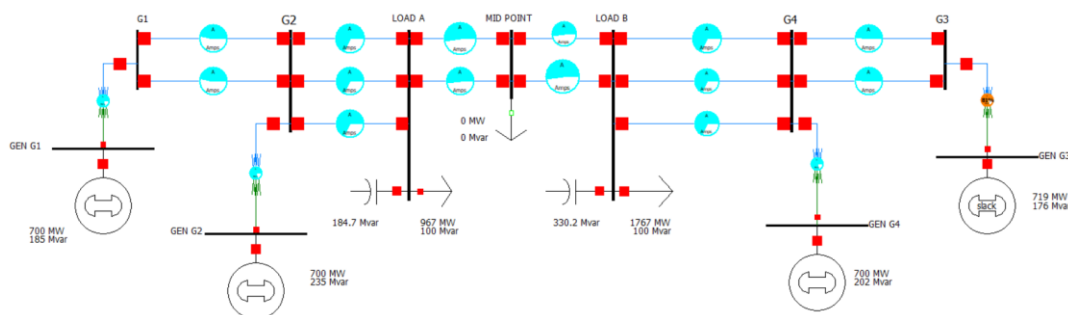


Figura 3-29 Sistema de dos áreas interconectada en 230 kV (P. Kundur, 1994).

El sistema está compuesto de dos áreas y cuatro generadores los cuales están simulados sin control de excitación y un modelo de generador GENROE. Para perturbar el sistema se simula una falla en el medio del enlace entre el área A y área B la cual se despeja en 100 ms. A continuación, se muestran la respuesta del rotor del generador 1, como así también la oscilación de la frecuencia en los distintos generadores.

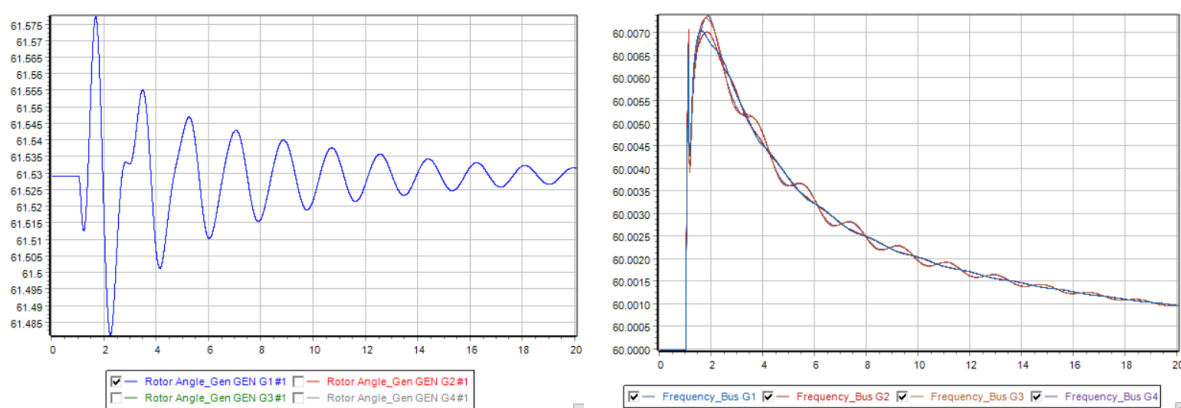


Figura 3-30 Oscilación del ángulo rotor y Oscilación en la frecuencia.

Del análisis modal realizado con Power World podemos ver que son detectados tres modos de oscilación los cuales se pueden ver en la Figura 3-31 y los mismos corresponden a un modo inter-área, un modo local y un tercer modo con frecuencia poco representativa por lo cual no se toma en cuenta para el análisis. Estos son **1.082 Hz**, **0.541 Hz**, 0,019 Hz.

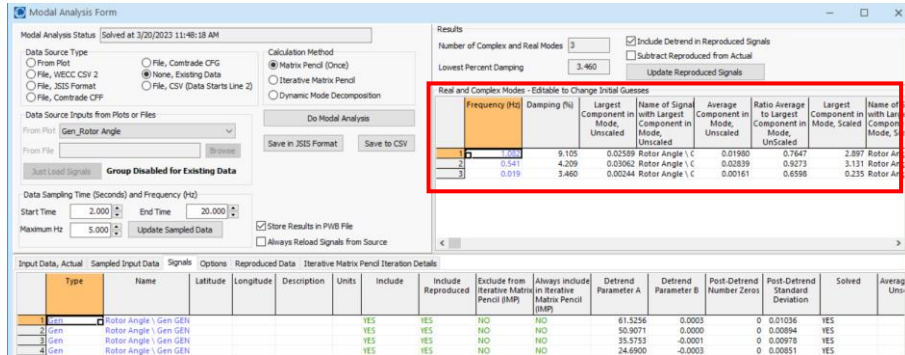


Figura 3-31 Modos oscilatorios detectados en la señal del ángulo rotórico.

Para poder determinar qué tipo de oscilación se tiene en el sistema a través de los modos es necesario evaluar como aporta cada generador en magnitud y en fase. Esto se puede ver en las siguientes figuras para los dos modos detectados.

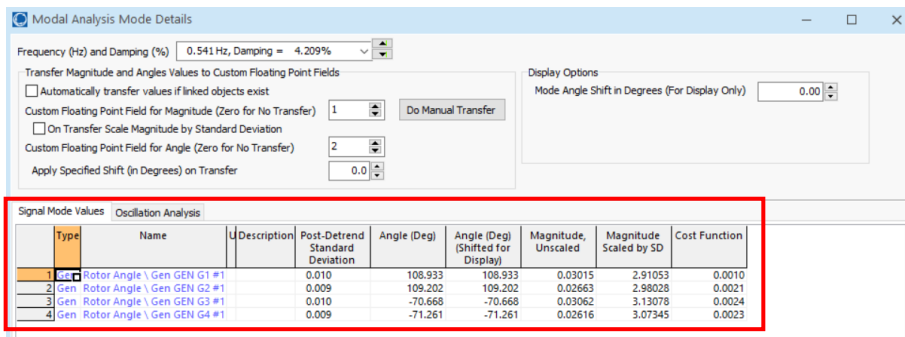


Figura 3-32 Modo oscilatorio 1 con $f=0.541$ Hz y $\zeta=4.209\%$,

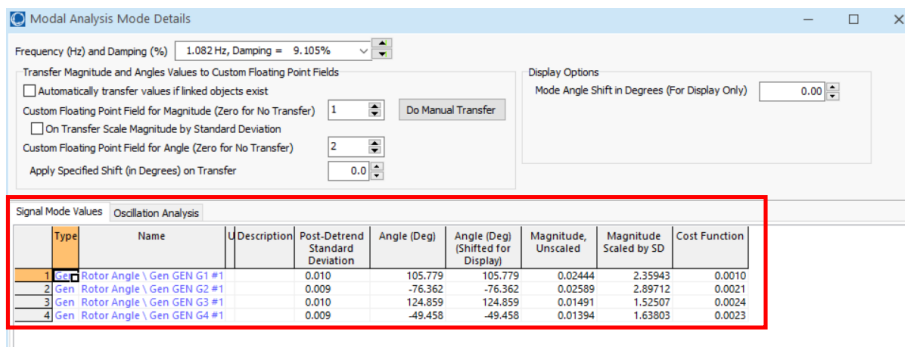


Figura 3-33 Modo oscilatorio 2 con $f=1.082$ Hz y $\zeta=9.105\%$.

De las ultimas figuras se puede ver y concluir que:

- El modo de 0,541 Hz es el modo de oscilación Inter-área con los generadores G1 y G2 del área 1 oscilando contra los generadores G3 y G4 del área 2. Esto se comprueba debido a que los ángulos G1 y G2 oscilan en fase entre ellos y en contra fase a G3 y G4.

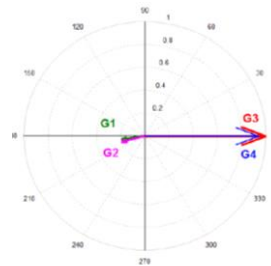


Figura 3-34 Modo inter-área con $f=0.541$ Hz y $\zeta= 4.209\%$.

- El modo de 1,082 Hz es la oscilación entre máquinas del área local A con el G1 oscilando contra G2 y G3 oscilando en contra fase G4. Esto se comprueba al observar la fase de cada generador.

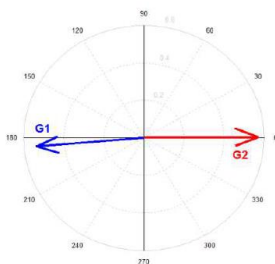


Figura 3-35 Modo local con $f=1.082$ Hz y $\zeta= 9.105\%$ G1 oscilando contra G2.

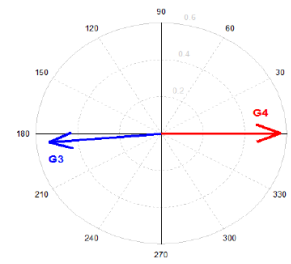


Figura 3-36 Modo local con $f=1.082$ Hz y $\zeta= 9.105\%$ G3 oscilando contra G4.

Modo	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento (%)	Energy
Modo1	1.0820	9.105	0.7266
Modo2	0.5410	4.209	0.966
Modo3	0.0190	3.460	0.723

Tabla 6 Modos oscilatorios detectados con Power World.

3.2.5.1 Análisis de Prony a los resultados obtenidos de la simulación sin AVR.

Para dar validez al procesamiento que realiza el software OBAT, se toman los datos de salida de la simulación realizada en Power World y se aplica el método de Prony. Caben destacar que los métodos utilizados por Power World es para este caso Matrix Pencil y no Prony, de todas maneras, los resultados obtenidos deberían de coincidir. Otras consideraciones para tener en cuenta, como ya se mencionó en 3.2.4, es que OBAT solo detecta modos oscilatorios inter-áreas (0,1 - 1 Hz) y para calcularlas necesita de tener como entrada los valores de frecuencia. Es por esto último que a los valores obtenidos de Power World se le adicionan los valores de frecuencia y potencia; y es a partir de estos últimos que se calculan los modos oscilatorios. Otra particularidad es el periodo de muestreo, debido a que OBAT permite procesar archivos CSV con tiempos de muestreo de 1 ciclo hacia adelante, siendo las simulaciones con Power World efectuadas con un muestreo superior.

En Figura 3-37 se puede observar la pantalla principal de OBAT en donde se encuentra las señales en análisis. Como se puede ver, están representadas las señales de frecuencia y potencia. También es factible identificar de la imagen el modo oscilatorio detectado, el cual es el mismo que se halló en la sección anterior (0.545 Hz y $\zeta=5.989\%$). El orden del modelo utilizado es de 17 ya que representa una estimación de las señales de manera adecuadas.

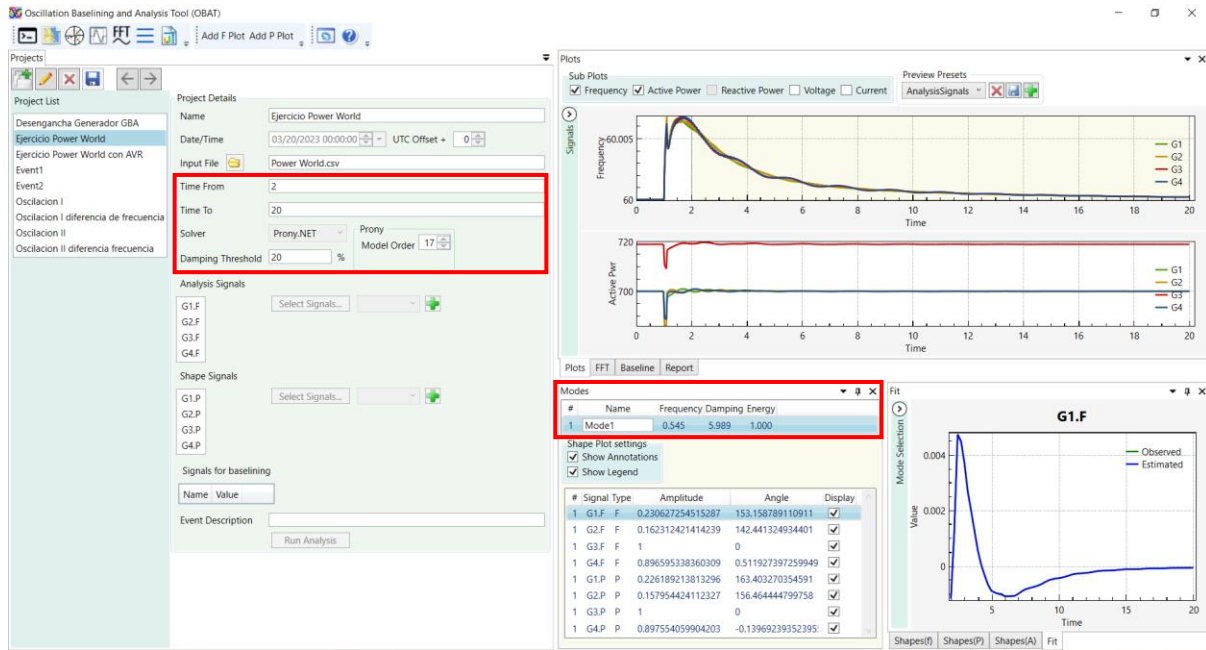


Figura 3-37 Aplicación del metodo de prony con un modelo de orden 17.

A continuación, en la Figura 3-38, se dejan ver las señales correctamente reconstruidas para el modo hallado en la ventana de tiempo configurada de 2 a 20 seg.

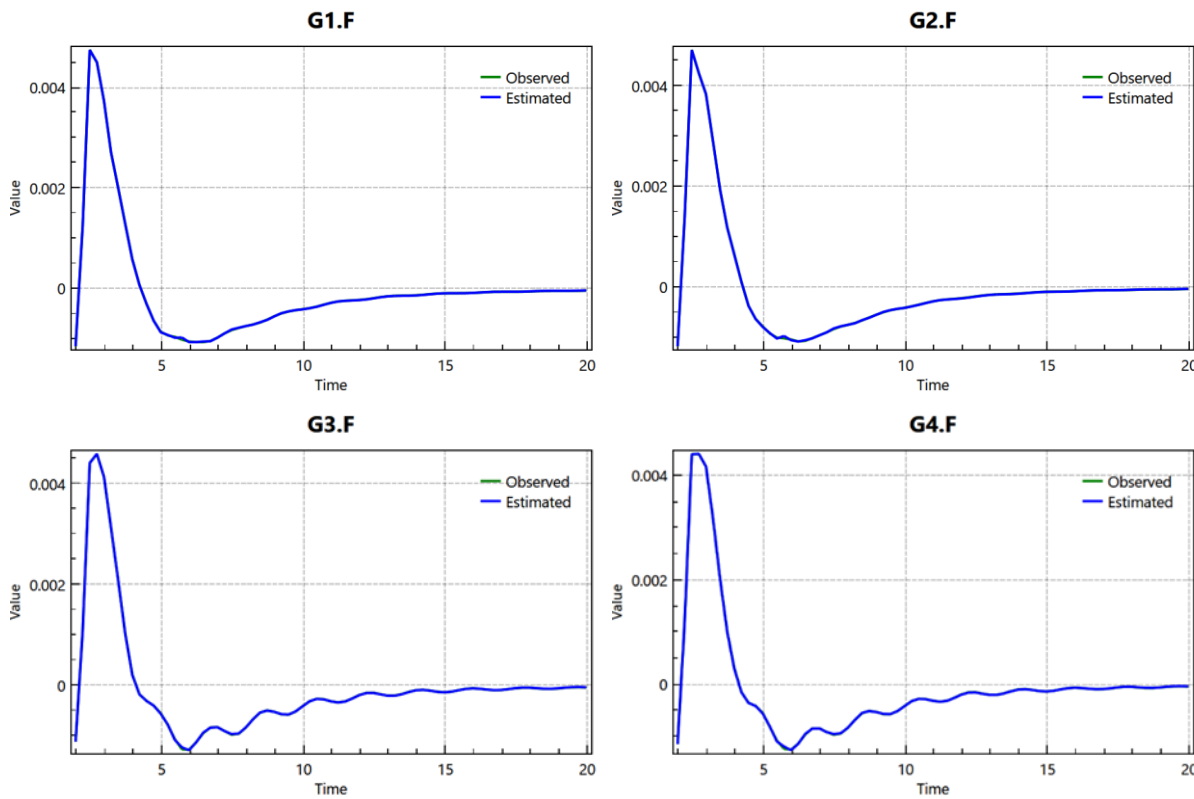


Figura 3-38 Reconstrucción de la señal de frecuencia con modo 1 y orden de modelo 17

El modo oscilatorio hallado al aplicar el analisis de Prony a las señales arrojadas de la simulación hecha en Power World se lo puede ver en la Tabla 7. En comparación con lo hallado en el apartado anterior y comparando con la Tabla 6, se puede ver que OBAT es capaz de detectar de manera satisfactoria modos inter areas en la señal de frecuencia y que el valor alcanzado coincide tanto en la frecuencia del modo como su amortiguamiento.

Mode	Frequency	Damping	Energy
Mode1	0.5451	5.989	1.000

Tabla 7 Modo oscilatorio detectado con OBAT.

Continuando con el análisis, aunque las amplitudes y fase no coincidan en el valor, siguen siendo representativas de lo hallado en la sección anterior. Analizando las Tabla 8 y Tabla 9 se pueden llegar a las mismas conclusiones realizadas para el caso de la simulación.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo
G1. F	F	0.231	153.159
G2. F	F	0.162	142.441
G3. F	F	1.000	0.000
G4. F	F	0.897	0.512

Tabla 8 Amplitud y fase de cada componente del sistema detectado en la señal de frecuencia.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo
G1. P	P	0.226	163.403
G2. P	P	0.157	156.460
G3. P	P	1.000	0.000
G4. P	P	0.890	-0.139

Tabla 9 Amplitud y fase de cada componente del sistema detectado en la señal de potencia.

Por último, y para complementar el análisis realizado hasta aquí, se detalla lo arrojado por Power World en el análisis de las señales de la frecuencia y de la potencia de cada generador.

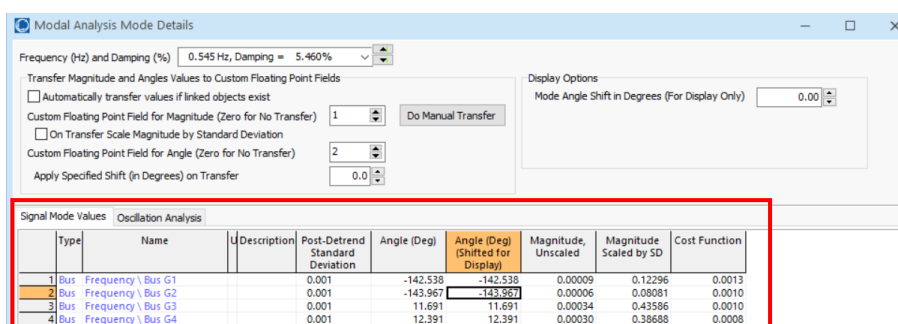


Figura 3-39 Amplitud y fase de cada componente del sistema en la señal de frecuencia - Power World.

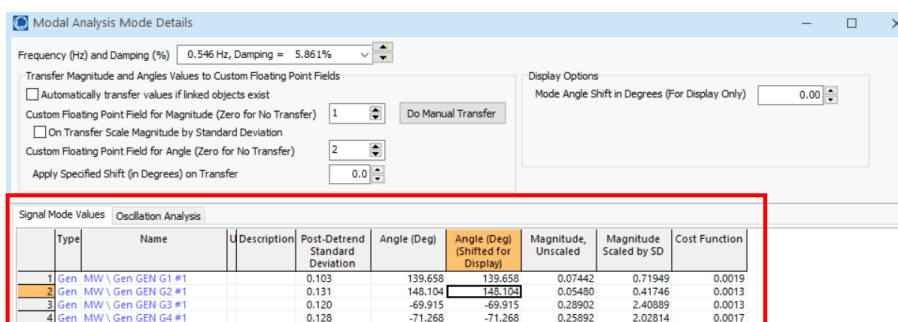


Figura 3-40 Amplitud y fase de cada componente del sistema en la señal de potencia - Power World

3.2.6 Descripción del sistema eléctrico bajo análisis

En los siguientes apartados se hace uso de la información registradas por las unidades de medición sincrofasorial (PMU), con el objeto de realizar el análisis oscilatorio de baja frecuencia, y de esta

manera poder determinar los modos presentes en las señales registradas. A continuación, se analizan tres eventos producidos en el SADI.

Previamente, se realizó una selección de los eventos ocurridos y con la ayuda del software utilizado por CAMMESA, el cual permite extraer lo ocurrido en formato csv* y COMTRADE, se obtienen una primera visualización de lo ocurrido.

Una vez obtenidas las señales de los PMU's que contiene el evento se aplica el análisis Prony con el objeto de determinar y remarcar los modos oscilatorios de baja frecuencia y pobre amortiguamiento. La precisión en la estimación de los modos oscilatorios mediante el uso del análisis Prony depende del lugar de selección de la ventana y la longitud de tiempo considerada para el análisis, por lo que es importante la adecuada selección de la ventana en función de la frecuencia de los modos que se encuentren inmersos en la señal.

Los eventos en los sistemas de potencia son sucesos que se producen de manera imprevistas causando la salida de servicio o la indisponibilidad de capacidad reducida en instalaciones de transmisión y/o generación.

Los eventos que pueden afectar la operación normal del sistema en general son:

- Desconexión de carga del sistema.
- Desconexión de generación.
- Variación de Carga.
- Cambio en la transferencia de potencia.
- Actuación de protecciones.
- Cortocircuito en una línea.

Esquemáticamente el sistema interconectado nacional se lo puede ver como en la Figura 3-41 donde cada región esta conformadas por diversos agentes generadores. Para el análisis presente se utilizará dicho diagrama para evaluar los eventos.

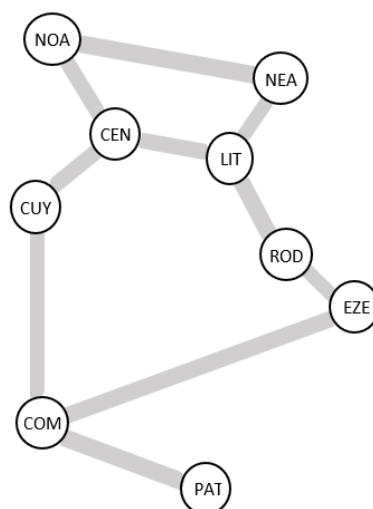


Figura 3-41 Representación esquemática del sistema interconectado nacional.

3.2.6.1 Salida de servicio de un Generador en GBA.

Ante la salida de servicio de un importante parque de generación en el SADI, las unidades restantes tienden a frenarse debido al exceso de carga momentánea existente. El sistema responde al evento con cambios en la transferencia de potencia, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre

carga-generación. Estos cambios ocurren permanentemente y en la mayoría de los casos son compensados por los sistemas de control.

Se analiza la señal ante el evento producido por el disparo de la unidad térmica en el GBA, pudiéndose ver en los canales de los distintos PMU's instalados en la región del Litoral y GBA las oscilaciones producidas.

Siguiendo con lo mencionado en el apartado 3.2.4, donde se comenta la importancia del tamaño de la ventana de análisis, con la utilización de OBAT, se aplica el análisis Prony con diferente orden de modelos a la señal registrada luego de producirse el disturbio. Para este primer caso, si bien se halla un modo oscilatorio con una frecuencia de **0,902 Hz**, se puede ver que con un orden igual a 8, la señal no es reconstruida adecuadamente. Por lo tanto, se descarta dicho análisis.

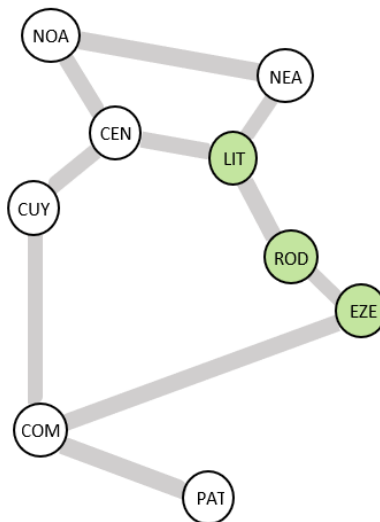


Figura 3-42 áreas involucradas en el evento.

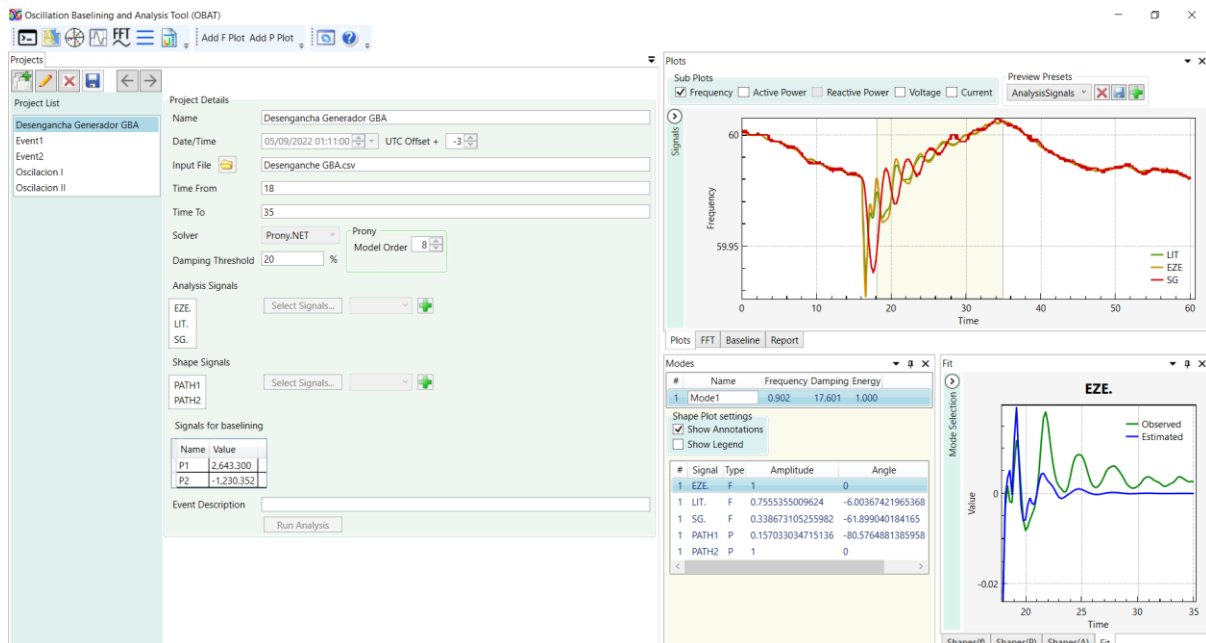


Figura 3-43 Aplicación del metodo de prony con un modelo de orden 8.

Al aumentar el número de orden del modelo, la señal estimada se aproxima a la real. Esto se puede ver en la siguiente figura donde se representa la señal con un modelo de 14 16 y 18. Siendo este el ultimo el definitivo. En caso de seguir aumentando el orden del modelo, conseguiríamos una estimación más precisa, pero como ya se mencionó, podemos llegar a encontrarnos con separación

de modos. En la siguiente figura se puede observar la aproximación de uno de los modos con los distintos órdenes del modelo.

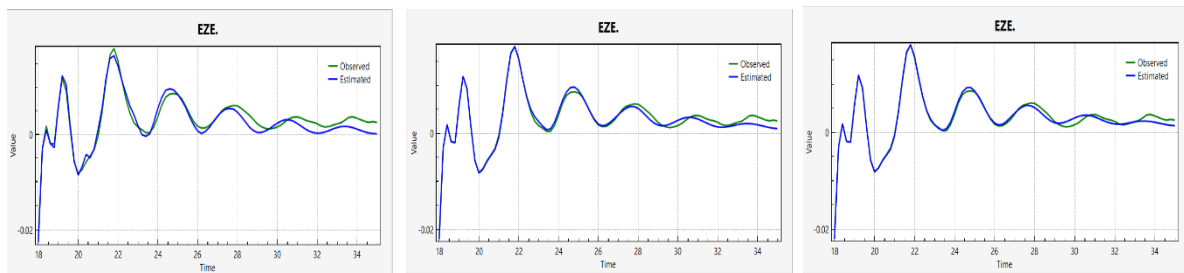


Figura 3-44 Reconstrucción de la señal de frecuencia con modo 1 y orden de modelo 14 - 16 -18 respectivamente.

A continuación, en la Figura 3-45 se puede ver representada la señal para analizar. La misma corresponde a las mediciones realizadas por los equipos PMU's localizados en cada region.

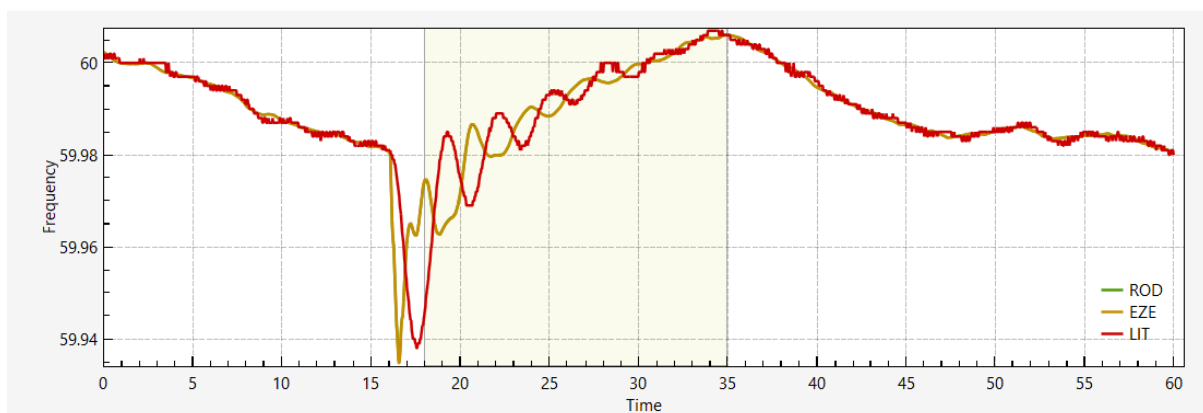


Figura 3-45 Señales de frecuencia registrada por las PMU's (ROD-EZE-LIT).

Al aplicar el metodo de prony con un orden de modelo igual a 18 se obtienen las estimaciones de la señal de analisis. Como puede, las mismas son correctamente estimadas.

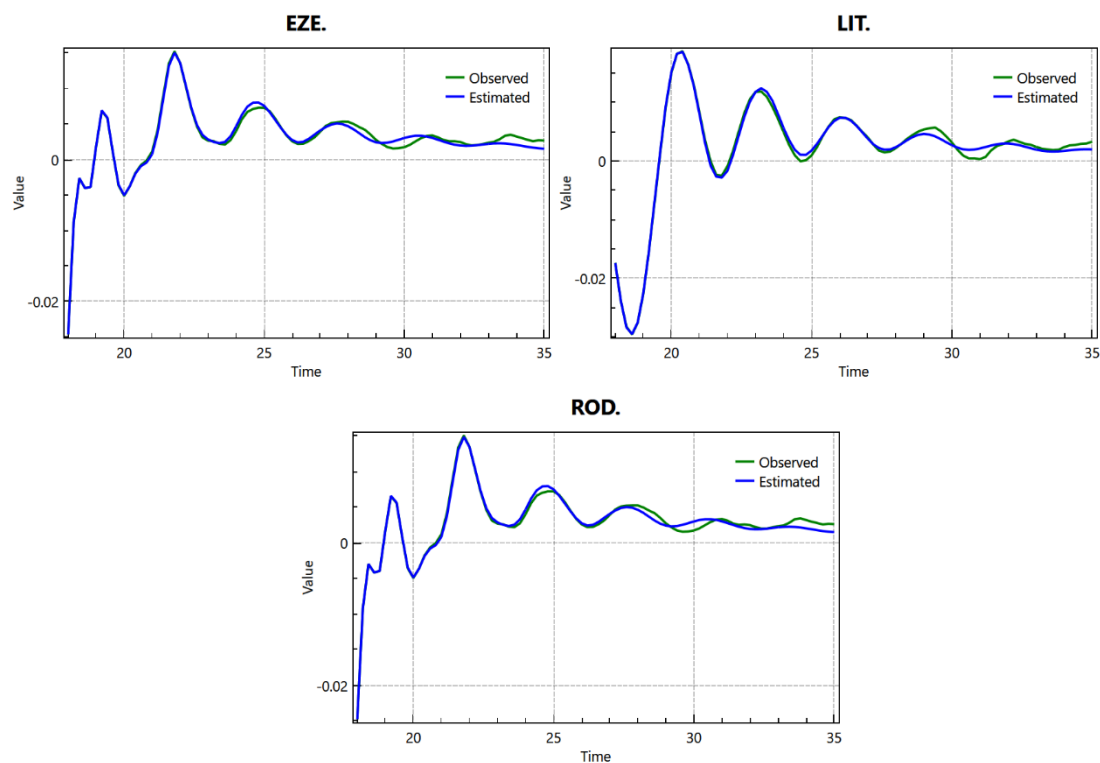


Figura 3-46 Análisis Prony. Estimación de la señal con un ventana de análisis de 18-35 seg.

Los modos oscilatorios hallados al aplicar el análisis de Prony se los puede ver en la Tabla 10.

Modo	Frecuencias [Hz]	Amortiguamiento (%)	Energía
Modo 1	0.3400	12.358	1
Modo 2	0.7909	14.959	0.368
Modo 3	0.6197	17.160	0.154

Tabla 10 Modos oscilatorios detectados.

En la Tabla 10 se observan los modos oscilatorios interáreas presentes en la señal analizada dando como resultado tres modos Inter área. El parámetro de energía se usa como una métrica para conocer cuanto contribuye cada modo a la reconstrucción de la señal, de esto último podemos decir que el modo 0.34Hz es quien domina la oscilación. En cuanto al amortiguamiento, se tienen valores positivos superiores al mínimo de 5%.

Las amplitudes y fase de cada modo se pueden observar en las Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo
EZE.	F	0.685	-171.394
LIT.	F	1.000	0.000
ROD.	F	0.670	-171.304

Tabla 11 Amplitud y fase correspondiente al Modo 1.

En la Tabla 11 se observan las amplitudes y fase del modo 1 en cada área. Podemos ver como en EZE y ROD los modos presentan amplitudes similares y se encuentran oscilando en fase. Por otro lado, LIT presenta una amplitud igual a 1 y está en contra fase a los anteriores.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo
EZE.	F	1.000	0.000
LIT.	F	0.039	107.042
ROD.	F	0.980	0.511

Tabla 12 Amplitud y fase correspondiente al Modo 2.

En la Tabla 12, con el modo 2, sucede una situación similar, las amplitudes de EZE y ROD son similares como también la fase, en cambio, la amplitud de LIT es muy pequeña por lo tanto su influencia es casi nula y su ángulo está en 107° con respecto los otros.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo
EZE.	F	1.000	0.000
LIT.	F	0.096	120.863
ROD.	F	0.988	0.792

Tabla 13 Amplitud y fase correspondiente al Modo 3.

En la Tabla 13, en correspondencia al modo 3, las amplitudes de EZE y ROD son similares como también la fase, en cambio, la amplitud de LIT es muy pequeña y su ángulo está en 120° con respecto los otros.

En conclusión, podemos decir que luego de la perturbación aparecen tres modos interáreas los cuales presentan un coeficiente de amortiguamiento aceptable, lo cual demuestra que el sistema logra su estabilidad.

3.2.6.2 Oscilación en LITORAL – CENTRO – COMAHUE Y GBA.

Se analizan las señales de frecuencias registradas por los equipos PMU's ubicados en las regiones Litoral, Centro, Comahue y GBA. Además, se evalúa la señal de potencia (COMA y CENT) y la diferencia de frecuencia de las áreas involucradas. Esto último con el fin de poder visualizar de mejor manera en que momento se produce la oscilación y así poder definir correctamente la ventana de tiempo para el procesamiento de Prony.

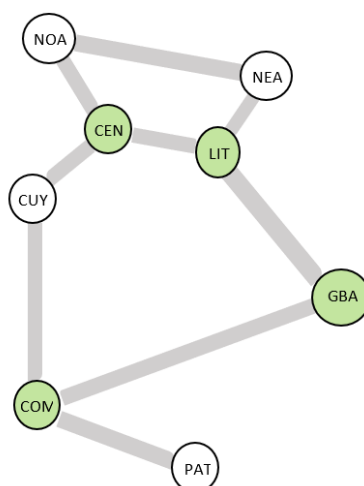


Figura 3-47 áreas involucradas en el evento.

En Figura 3-48 se puede observar la pantalla principal de OBAT en donde se encuentra la señal en análisis. Para la misma, luego varias pruebas para encontrar una correcta estimación, se decide por optar por modelo de orden igual a 10 ya que con dicho valor se obtiene una aceptable estimación de las señales.

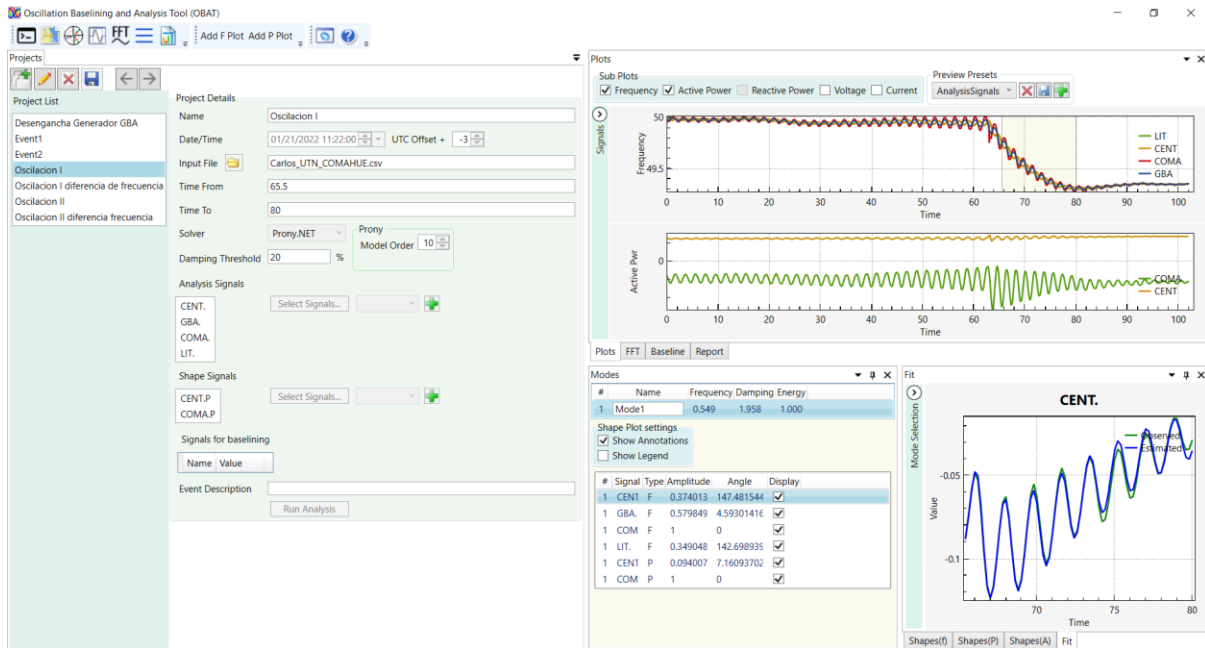


Figura 3-48 Aplicación del método de Prony con un modelo de orden 10.

A continuación, en la Figura 3-49 se pueden ver representadas las señales para analizar. Las mismas corresponden a las mediciones realizadas por los equipos PMU's localizados en cada region.

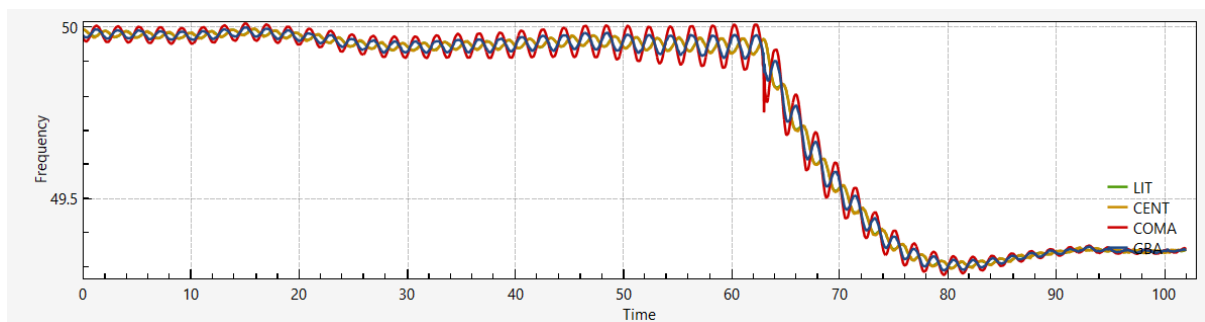


Figura 3-49 Señales de frecuencia registrada por las PMU's (LIT- CENT- COMA-EZE).

Puede también observarse, que no está bien marcada la oscilación para poder determinar correctamente donde sería óptimo aplicar la ventana para el análisis del método. Como ya se comentó, para lograr una mejor visualización se utiliza la diferencia entre las señales de frecuencias, la cual se observa en la Figura 3-50. De esta última se puede determinar que una correcta ventana para el análisis podría ser 65,5 seg hasta 80 seg. De esta manera se cumple con dejar de lado el transitorio inicial y el fin de la ventana que no se interfiera con el ruido ambiental.

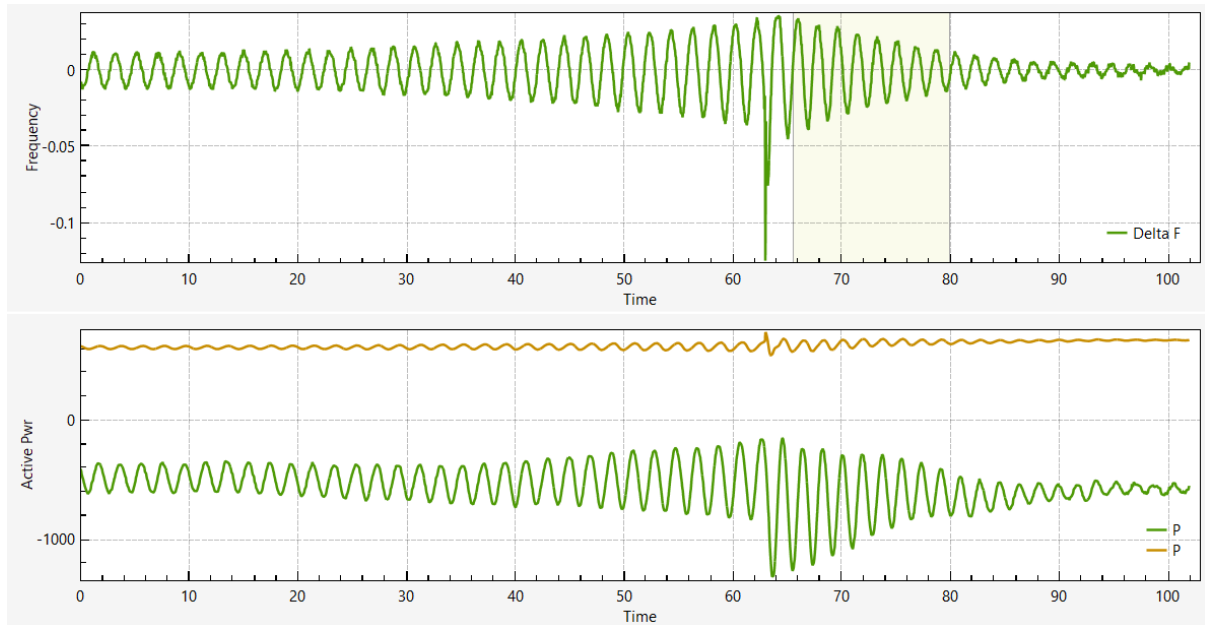


Figura 3-50 Diferencia de frecuencias y señal de potencia (COMA y CENT).

Al aplicar el metodo de prony con un orden de modelo igual a 10 se obtienen las estimaciones de la señal de analisis. Como se puede ver en la Figura 3-51, las mismas son correctamente estimadas.

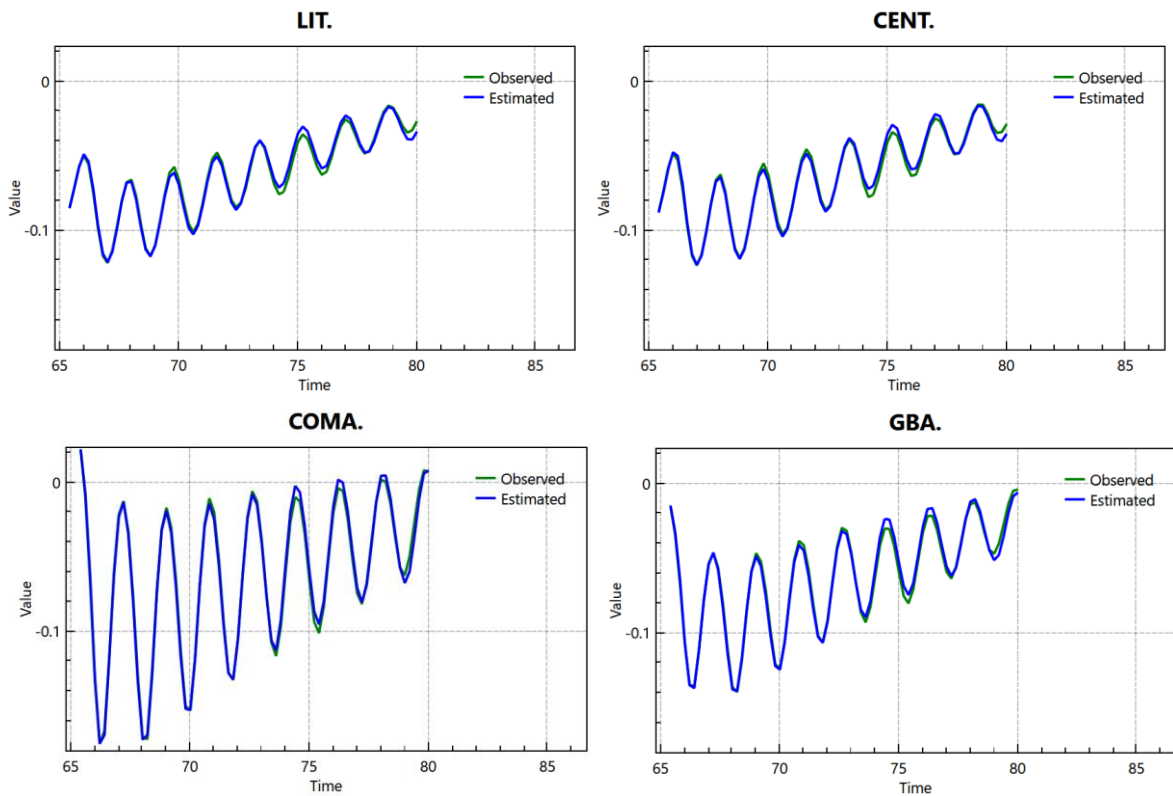


Figura 3-52 Análisis Prony. Estimación de la señal con un ventana de análisis de 65.5 - 80 seg.

Para este caso solo se cuenta con un solo modo oscilatorio el cual, al aplicar el analisis de Prony se lo puede ver en la Tabla 14.

Modo	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento (%)	Energy
Modo1	0.5488	1.958	1.000

Tabla 14 Modo oscilatorio detectado.

El modo oscilatorio presente en la señal analizada pertenece a un modo Inter área. El parámetro de energía se usa como una métrica para conocer cuanto contribuye a la reconstrucción de la señal. En este caso, es fácilmente observable en las gráficas precedentes que dicho modo tiene un periodo de oscilación de 1,82 seg correspondiente al modo hallado. En cuanto al amortiguamiento, se tiene un valor por debajo del mínimo de 5%, es decir que la razón de amortiguamiento no es lo suficiente y puede conllevar a un estado crítico del sistema.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo [°]
CENT.	F	0.374	147.48
GBA.	F	0.580	4.59
COMA.	F	1.000	0.00
LIT.	F	0.349	142.70

Tabla 15 Amplitud y fase correspondiente al Modo comun en la frecuencia.

En la Tabla 15 se observan las amplitudes y fases del modo en cada una de las áreas. Podemos ver como en CENT y LIT los modos presentan amplitudes similares y se encuentran prácticamente en fase (147.48° y 142.70°) oscilando contra GBA y COMA cuyos ángulos son 4,59° y 0. Esto último se puede ver en la Figura 3-53.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo [°]
CENT.	P	0.094	7.17
COMA.	P	1.000	0.00

Tabla 16 Amplitud y fase correspondiente al Modo común en la potencia.

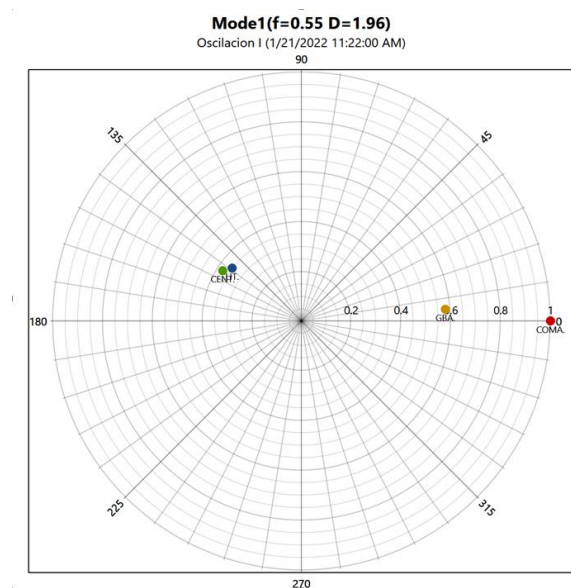


Figura 3-53 Representación de magnitud y fase de los modos detectados.

3.2.6.3 Oscilacion LITORAL – CENTRO – COMAHUE

Para este último caso se analizan las señales de frecuencias registradas por los PMU’s ubicados en las regiones Litoral, Centro y Comahue. Además, se evalúan tanto la señal de potencia como también la diferencia de frecuencia y de esta manera aplicar de manera correcta la ventana de tiempo para el procesamiento de Prony.

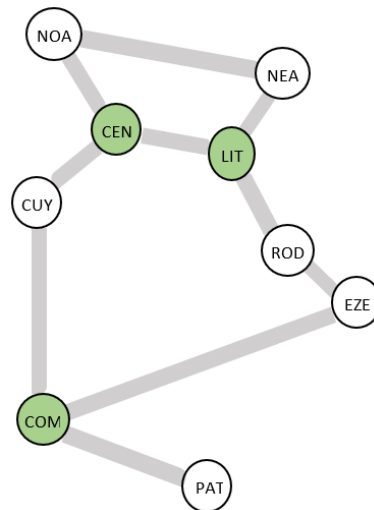


Figura 3-54 áreas involucradas en el evento.

En Figura 3-55 se puede observar la pantalla principal de OBAT en donde se encuentra la señal en análisis. Para la misma, luego de varias pruebas se decide por optar por modelo de orden igual a 13 ya que con dicho valor se obtiene una aceptable estimación de las señales. Con valores mayores se comienzan a observar separación de modos.

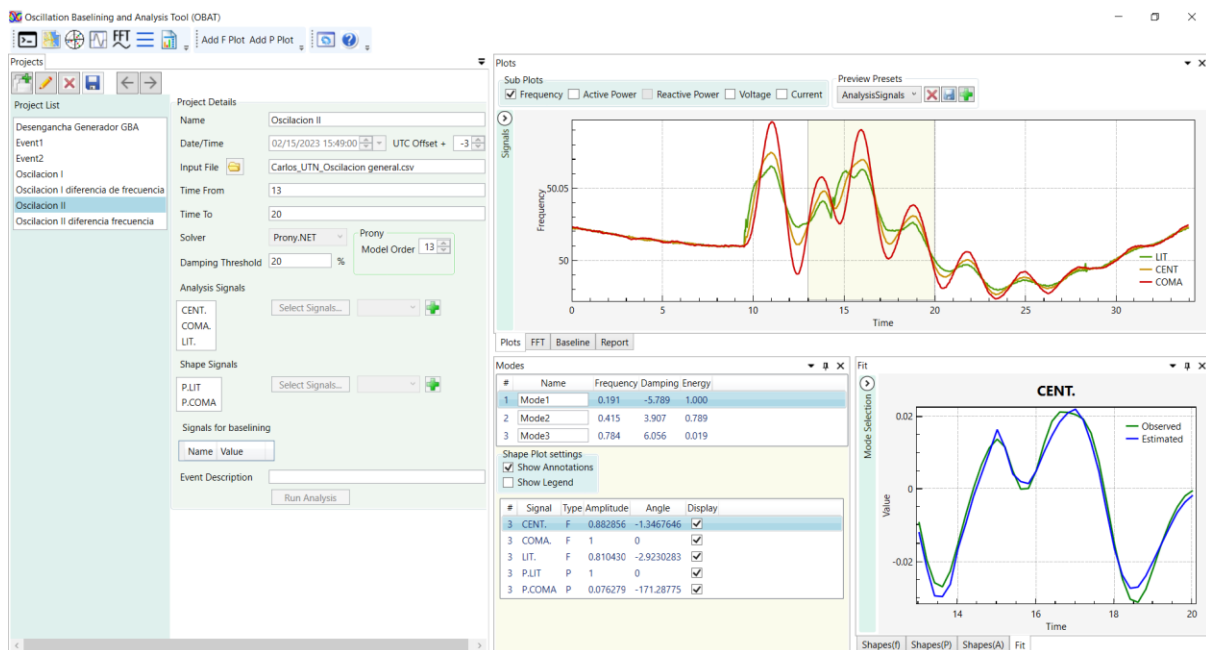


Figura 3-55 Aplicación del método de Prony con un modelo de orden 13.

A continuación, en la Figura 3-56 se pueden ver representadas las señales para analizar. Las mismas corresponden a las mediciones realizadas por los equipos PMU’s localizados en cada region

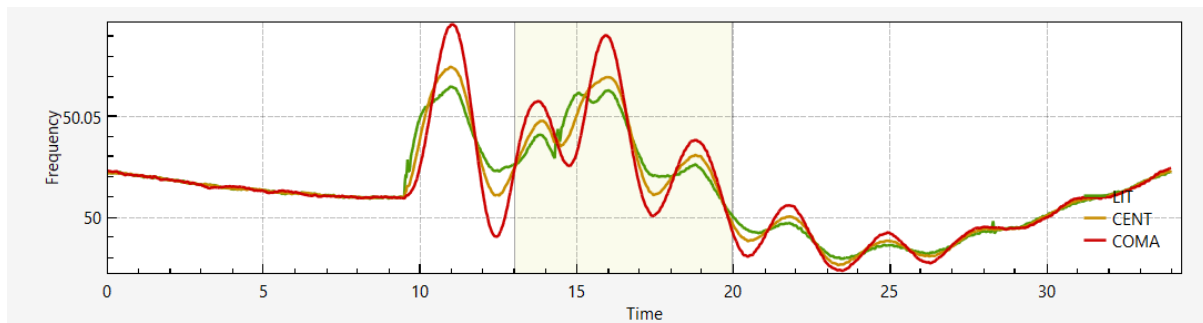


Figura 3-56 Señales de frecuencia registrada por las PMU's (LIT- CENT- COMA).

Si bien en este caso (a diferencia del anterior), la oscilación puede verse con mayor certeza, resulta interesante proceder de la misma manera utilizando la diferencia entre las señales de frecuencias, la cual se observa en la Figura 3-57. En esta última se puede determinar que una correcta ventana para el análisis resulta ser de 13 segundos hasta 20 segundos. De esta manera se evita la primera oscilación y el fin de la ventana soslaya la interferencia con el ruido ambiental.

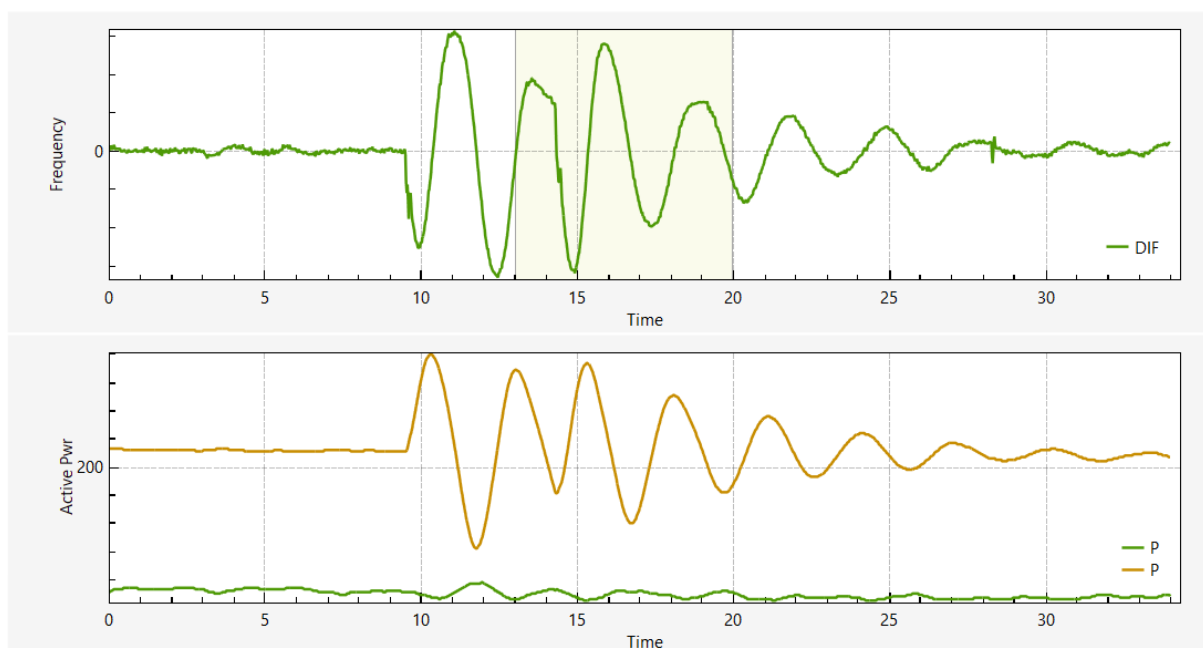


Figura 3-57 Diferencia de frecuencias y señal de potencia (LIT - COMA)

Al aplicar el método de Prony con un orden de modelo igual a 13 se obtienen las estimaciones de la señal de análisis. Como puede verse a continuación las mismas son correctamente estimadas.

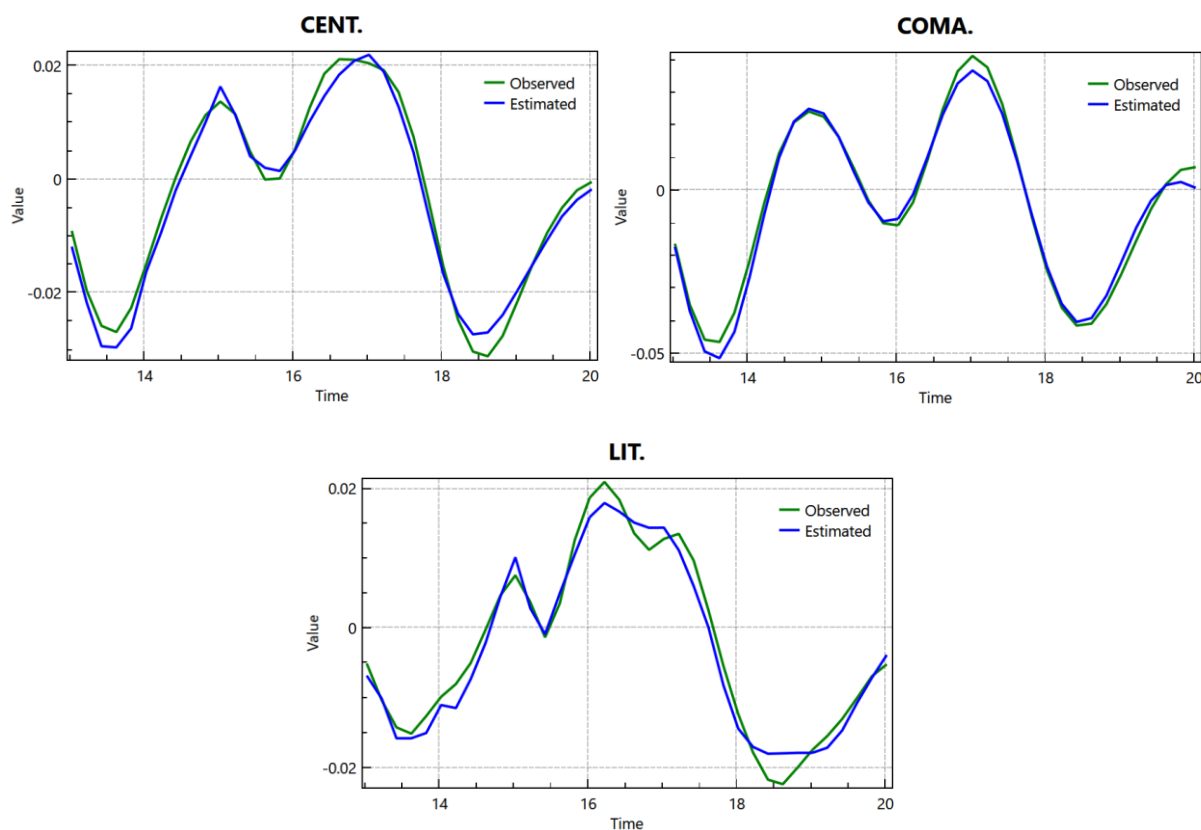


Figura 3-58 Análisis Prony. Estimación de la señal con un ventana de análisis de 13 - 20 seg.

Los modos oscilatorios hallados al aplicar el analisis de Prony se ven en la Tabla 17.

Modo	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento (%)	Energía
Mode1	0.1907	-5.789	1
Mode2	0.4146	3.907	0.789
Mode3	0.7844	6.056	0.019

Tabla 17 Modos oscilatorios detectados.

En la Tabla 17 se observan los modos oscilatorios presentes en la señal analizada dando como resultado tres modos Inter área, dos de ellos con una energía aceptable, dando información de su contribución en la reconstrucción de la señal. El primero presenta un amortiguamiento negativo, lo que indica posibles riesgos de problemas de estabilidad oscilatoria en el sistema, en tanto el segundo modo, presenta un amortiguamiento bajo pero positivo. Por último, se encuentra el tercer modo, que, debido a su poca energía, puede ser descartado por su poca participación en la reconstrucción de la señal.

Las amplitudes y fase de cada modo se pueden observar en las Tabla 18, Tabla 19 y Tabla 20.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo [°]
CENT.	F	0.883	-1.347
COMA.	F	1.000	0.000
LIT.	F	0.810	-2.923

Tabla 18 Amplitud y fase correspondiente al Modo 1.

En la Tabla 18 se observan las amplitudes y fase del modo 1 en cada área. Podemos ver que tanto las regiones de CENT, COMA y LIT oscilan prácticamente en fase con amplitudes similares.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo [°]
CENT.	F	0.457	-1.478
COMA.	F	1.000	0.000
LIT.	F	0.144	-31.519

Tabla 19 Amplitud y fase correspondiente al Modo 2.

En la Tabla 19, se observa que la región de COMA tiene una amplitud igual al modo anterior, es decir, igual a 1. La amplitud de CENT es la mitad que la del modo 1 y, por último, para el caso de LIT esta es casi insignificante. En cuanto a las fases, los tres modos tienen fases similares, no presentan grandes desfases.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo [°]
CENT.	F	0.501	52.860
COMA.	F	0.204	172.199
LIT.	F	1.000	0.000

Tabla 20 Amplitud y fase correspondiente al Modo 3

En la Tabla 20, se presenta el modo con el coeficiente de amortiguamiento más elevado (a diferencia de los anteriores). No se presentan anomalías, solo se destaca que la región LIT oscila prácticamente en contra fase con la región de COMA. Esta última con una amplitud baja.

Señal	Tipo	Amplitud	Angulo [°]
LIT.	P	1.000	0.00
COMA.	P	0.076	-171.29

Tabla 21 Amplitud y fase correspondiente al Modo detectado en la señal de potencia.

Por último, en la Tabla 21 se tienen los valores hallados en la señal de potencia. Se destaca la amplitud de la señal de potencia con valor igual a 1 en contra fase con la señal de potencia de COMA, de igual manera que se vio en la señal de frecuencia, pero para este caso con una amplitud despreciable.

4. Conclusiones

En el presente trabajo se han podido abordar y alcanzar los objetivos planteados al comienzo.

Se pudo plasmar con profundidad y desarrollo satisfactorios, temas relacionados a estabilidad en sistemas de potencia, dejando en conocimiento cuales son los criterios de evaluación que se tienen en el país para poder evaluar el desempeño de las redes ante pequeñas y grandes perturbaciones.

La implementación de un sistema sincrofasorial en el SADI permite monitorear la dinámica del sistema aportando con más información a los centros de control y permitiendo a los operadores de la red tomar medidas preventivas ante riesgos de inestabilidad en el sistema. Los PMU's realizan mediciones con una velocidad máxima típica de 1 fasor por ciclo, es decir 1 fasor cada 20 ms en sistemas de 50 Hz y 1 fasor cada 16,66 ms en sistemas de 60 Hz. Esta elevada frecuencia de muestreo logra obtener información de fenómenos oscilatorios de frecuencias del orden de 10 Hz, permitiendo analizar modos de oscilación electromecánica (interáreas, locales e Intra-planta) y oscilaciones subsíncronas de baja frecuencia como se ha logrado en este trabajo.

El avance de equipos PMU en la red eléctrica facilita la búsqueda de soluciones innovadoras a los problemas tradicionales de las compañías eléctricas y ofrece a los encargados de gestionar los sistemas de distribución numerosas ventajas. En este contexto CAMMESA ha sabido interpretar la línea de desarrollo e innovación en cuanto al monitoreo en tiempo real y ha comenzado hace un tiempo atrás a trabajar sobre las especificaciones técnicas, para luego realizar la adquisición de los equipos destinados a la medición sincrofasorial en el SADI. En este trabajo se pudo describir el estado actual del sistema sincrofasorial, como así también cada una de sus funciones, versatilidades, ventajas y perspectivas a futuro que se tiene sobre el desarrollo y expansión de los sistemas sincrofasoriales que se encuentran sobre el sistema interconectado nacional.

Para la aplicación del análisis de Prony se utilizó un software que permite utilizar el método de manera eficaz haciendo uso de los registros COMTRADE o CSV que emite el software adquirido por CAMMESA. El software cuenta con algoritmos que son capaz de detectar oscilaciones transitorias (ringdown). La utilización de OBAT para obtener, a través de los eventos registrados por los PMU's, muestran que el método usado permite estimar con precisión los modos de las oscilaciones de baja frecuencia. Es importante destacar que para una correcta estimación se deben tomar en cuenta algunos aspectos en relación con la ventana de análisis, como su longitud y evitar tomas de tiempo cercanas o que contengan el transitorio, ya que estos presentan modos altamente inestables y distorsionan la señal medida. Por esto último, se recomienda excluir las dos primeras oscilaciones y que el final de la ventana no se encuentre contaminada con el ruido ambiental. El software permite graficar las señales estimadas de tal forma de poder evaluar mediante ellas la correcta aproximación dada por el orden del modelo utilizado. En cuanto a esto último, se encontró que el mínimo orden que permita obtener una buena aproximación será el adecuado, de lo contrario, se puede dar lo que se denomina separación de modos obteniendo resultados incorrectos.

En las señales en donde la oscilación no está muy visible, se encontró que, realizando la diferencia de frecuencia, permite resaltar la oscilación y de esta manera aplicar de manera correcta la ventana de tiempo.

Como conclusión general, se puede decir que se logra el objetivo del estudio el cual es detectar oscilaciones de baja frecuencia a partir de mediciones sincrofasoriales obtenidas de los equipos PMU's. Los resultados obtenidos han demostrado que el análisis de Prony es una herramienta viable y factible para realizar el análisis fuera de línea de las señales. Además, la herramienta presenta resultados de frecuencia y amortiguamiento similares para las señales analizadas (frecuencia y potencia). Por otro lado, aunque la amplitud y fase no coinciden en el valor, ambas, son representativas de lo obtenidos mediante el análisis usando Power World en el sistema de dos áreas encontrando de esta manera conclusiones validas.

5. Referencias

- Agüero, J., Corasaniti, V., Biteznik, C., Issouribehere, F., & Barbero, J. (2011). Análisis Modal. Expansión Del Sistema De Transmisión En 500 Kv Del SADI-SIP. *CIGRÉ*.
- Amico, G., Benedetto, A., De La Torre, F., & Seggiaro, R. (2020). Introducción al análisis sincrofasorial en el SADI. Rosario, Santa Fé, Argentina.
- CAMMESA S.A. (2018). *Los procedimientos versión XXVI - Anexo 24*.
- CAMMESA S.A. (2022). *Esquemas Unifilares y Geográficos de la Red h*. Obtenido de https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Estudios-Elctricos/Unifilares/GEOSADI2022_10.pdf.
- De La Torre Altamirano, A. B. (2013). *Análisis técnico para la implementación de un sistema de monitoreo de área extendida (WAMS) en el sistema nacional interconectado del ecuador*. Quito: Universidad Politécnica Salesiana.
- Etingov, P., Tuffner, F., Follum, J., Li, X., Wang, H., Diao, R., . . . Liu, Y. (2018). *Open-Source Suite for Advanced Synchrophasor Analysis*. WA USA,: Pacific Northwest National Laboratory Richland.
- Follum, J., Tuffner, F., Dosiek, L., & Pierre, J. (2017). Power System Oscillatory Behaviors: Sources, Characteristics, & Analyses. *NASPI*.
- Franco, R. (2012). *Uso de Sincrofasores para la Detección de Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Sincronismo. Aplicación al Sistema Eléctrico Uruguayo para la Separación Controlada en Islas*. Montevideo: Universidad de la Republica.
- Hernández, E. R. (2019). *Implementación en Tiempo Real de un Algoritmo de Prony con Mediciones Sincrofasoriales para Identificación Paramétrica Modal*. Universidad Autónoma de San Luis Potosí, San Luis Potosí.
- IEEE Std., 6.-1.-1.-2. (2018). IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchophasor for power systems - Measurements.
- IEEE Std., C.-2. (2011). IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems.
- IEEE, T. o. (2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended.
- Juárez, C., & Colomé, D. (2009). «Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad de la estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia. *Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRE*.
- Leibovich, P. E. (2019). *Sistema de medición fasorial para supervisar y detectar oscilaciones subsíncronas en redes eléctricas*. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata.
- Lorenzón, G. (2020). *Introducción a la estabilidad de sistemas de potencia [Presentación Power Point]*.
- Lozano , C., Castro, F., & Ramirez, S. (2012). *Unidades de medición fasorial (PMU)*. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad del Valle, Colombia.

medfasee.ufsc. (2003). <http://medfasee.ufsc.br/conosur/>. Obtenido de <http://medfasee.ufsc.br/conosur/>

Nanda, S. (17 de Septiembre de 2018). Integrar energías renovables en el sistema: así funciona el nuevo software digital de Siemens que utiliza Cammesa. *Energia Estrategica*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/integrar-energias-renovables-en-el-sistema-asi-funciona-el-nuevo-software-digital-de-siemens-que-utiliza-cammesa/>

NAPSI. (2014). <https://www.naspi.org/>. Obtenido de https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/33.pdf?fileID=1326.

Orallo, C. M., Donato, P. G., & Carugati, I. (2018). Unidades de medición fasorial: ¿qué son y para qué sirven? (*ICYTE*), (*CONICET*) y *Universidad de Mar Del Plata*.

P. Kundur. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.

Quinaluiza, A. F. (2014). *Análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando mediciones sincrofasoriales PMU*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, Facultad de ingeniería eléctrica y electrónica.

Sattinger, W., Bertsch, J., & Reinhardt, P. (2006). Operational Experience with Wide Area Monitoring System. *Cigre*.

Viscarra, D. J., & Colomé, D. G. (2019). Determination of oscillatory modes in the SADI from the analysis of PMU measurements in Low Voltage. *The 13th Latin-American congress on electricity generation and transmission - CLAGTEE*.