



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis de oscilación de baja frecuencia en el sistema eléctrico colombiano mediante el uso de medidas sincronizadas de fasores

Mónica Rueda Aguilar

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2013

Análisis de oscilación de baja frecuencia en el sistema eléctrico colombiano mediante el uso de medidas sincronizadas de fasores

Mónica Rueda Aguilar

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Profesor Hernando Díaz

Línea de Investigación:

Análisis de Sistemas de Potencia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2014

A Dios, Padre que todo lo hace posible...

*A mi familia y a mis amigos por su apoyo
durante la elaboración del presente trabajo.*

Agradecimientos

Agradezco a todas las personas que hicieron posible el desarrollo y terminación del presente trabajo, en especial al profesor Hernando Díaz por su dirección, colaboración y asesoría en todo momento.

A José Daniel y Rodrigo, gracias por sus valiosos consejos durante el desarrollo del presente trabajo.

Resumen

En el presente trabajo se utilizan datos recopilados de una unidad de medición fasorial (PMU) instalada en las barras de baja tensión de la subestación ubicada en la Universidad Nacional para realizar un análisis del comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico colombiano, y más específicamente de oscilaciones de baja frecuencia, relacionando los resultados con condiciones operativas del sistema de acuerdo a las horas de ocurrencia de dichos eventos. Con este trabajo se pretende mostrar las potencialidades de la utilización de datos recopilados de este tipo de medidores en el área de análisis de potencia como pilar importante en el desarrollo de las redes inteligentes, iniciativa de modernización de los sistemas eléctricos que se está abriendo paso alrededor del mundo, incluida Colombia.

Palabras clave: Unidad de Medición Fasorial (PMU), Frecuencia, Redes Inteligentes, Oscilaciones de Baja Frecuencia.

Abstract

The present project uses data collected from a PMU (Phasor Measurement Unit) installed at the low voltage substation at the Universidad Nacional. The purpose is to analyze the electrical frequency from the Colombian Power System, including low frequency oscillations, considering the impact of operative conditions and events. This work is an example of using PMU data as a valuable tool in the electrical power systems analysis performed under the smart grids environment, which search for the improvement of the electrical power systems around the world, including Colombia.

Key Words: PMU (Phasor Measurement Unit), Frequency, Smart Grids, Low Frequency Oscillations

Contenido

	Pág.
1. Estado del arte	7
1.1 Tecnología de las unidades de medición fasorial (PMU's)	7
1.1.1 Historia.....	7
1.1.2 Componentes principales.....	8
1.1.3 Principios de operación	10
1.1.4 Normatividad.....	13
1.2 Ámbitos de aplicación en sistemas de potencia.....	18
1.2.1 Redes Inteligentes (SMART GRIDS).....	18
1.3 Revisión bibliográfica de aplicaciones de la tecnología de PMU's en el mundo relacionadas con oscilaciones de la baja frecuencia	29
1.3.1 Tendencias en la investigación	29
1.3.2 Desarrollo por países	38
2. Oscilaciones de baja frecuencia.....	43
2.1 Oscilaciones en el sistema de potencia	43
2.2 Clasificación de la estabilidad – tipos de oscilaciones	44
2.3 Método de Análisis de oscilaciones de baja frecuencia.....	48
2.3.1 Métodos de análisis modal.....	49
2.3.2 Métodos de identificación modal	53
3. Análisis del comportamiento de la frecuencia utilizando datos de PMU.....	60
3.1 Sistema eléctrico bajo análisis	60
3.2 Metodología utilizada.....	65
3.3 Origen de los datos.....	67
3.4 Procesamiento de los datos.....	68
3.5 Software	69
3.6 Resultados de la caracterización del comportamiento de la frecuencia	73
3.6.1 Comportamiento de la señal de frecuencia en el dominio del tiempo	73
3.6.2 Análisis estadístico.....	79
3.6.3 Análisis Modal, Fourier y Prony.....	90
3.6.3.1 Marzo de 2013	90
3.6.3.2 Julio de 2013.....	94
3.6.3.3 Octubre de 2013	96

3.7	Análisis de Resultados en Relación con las Condiciones Operativas del Sistema Eléctrico	100
3.8	Recomendaciones	103
4.	Conclusiones	105
4.1	Desarrollo de Objetivos.....	105
4.2	Aspectos Técnicos.....	105
4.3	Trabajos Futuros.....	106
5.	Bibliografía	107

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1 Componentes de Unidad Fasorial de Medida (PMU)	8
Figura 1-2 Sistema de Control en Presencia de WAMS/WACS	25
Figura 2-1 Clasificación de la Estabilidad en Sistemas de Potencia.....	45
Figura 2-2 Clasificación de la Estabilidad en Sistemas de Potencia.....	46
Figura 2-3 Clasificación de los Fenómenos según Ventana de Tiempo	47
Figura 2-4 Agrupación en el Tiempo de las Dinámicas de un Sistema de Potencia	47
Figura 3-1 Sistema Eléctrico Colombiano de Alta Tensión a 2011 (Fuente: UPME).....	61
Figura 3-2 Sistema Eléctrico Colombiano de Alta Tensión Proyectado a Largo Plazo (Fuente: UPME).....	62
Figura 3-3 Unifilar Sistema Eléctrico Colombiano de Alta Tensión (Fuente: UPME).....	64
Figura 3-4 Diagrama de Flujo de Procesos	66
Figura 3-5 Llamada al programa	70
Figura 3-6 Entrada al programa	71
Figura 3-7 Señal de Entrada en el Intervalo de Interés	71
Figura 3-8 Función para Afinar el Rango de Análisis.....	72
Figura 3-9 Señal de Entrada con Rango Ajustado	72
Figura 3-10 Valor Promedio Diario de Frecuencia Mediciones Marzo de 2013	73
Figura 3-11 Valor Promedio Diario de Frecuencia Mediciones Julio de 2013.....	73
Figura 3-12 Valor Promedio Diario de Frecuencia Mediciones Octubre de 2013.....	74
Figura 3-13 Valores Máximos y Mínimos de Frecuencia	75
Figura3-14 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Lunes	75
Figura3-15 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Martes	76
Figura3-16 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Miércoles.....	76
Figura3-17 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Jueves.....	76
Figura3-18 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Viernes	77
Figura3-19 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Sábado.....	77
Figura3-20 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Domingo.....	77
Figura 3-21 Desviación Estándar Diaria de la Señal de Frecuencia	79
Figura 3-22 Histograma de frecuencias2-3-4-5-6-7 de Marzo de 2013	80
Figura 3-23 Histograma de frecuencias 17-19-20-21-22 de Julio de 2013	81
Figura3-24 Histogramas de frecuencias 1-9-15-22 de Octubre de 2013	82

Figura3-25 Histogramas de frecuencias por días hábiles (Lunes-Martes-Miércoles-Jueves-Viernes).....	83
Figura3-26 Histogramas de frecuencias fin de semana (Sábado y Domingo)	84
Figura3-27 Histogramas de frecuencias por horas de ocurrencia de máximos y/o mínimos (Lunes y Martes).....	84
Figura3-28 Histogramas de frecuencias por horas de ocurrencia de máximos y/o mínimos (Miércoles y Jueves).....	85
Figura3-29 Histogramas de frecuencias por horas de ocurrencia de máximos y/o mínimos (Viernes, Sábado y Domingo)	85
Figura3-30 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Lunes.....	86
Figura3-31 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Martes.....	86
Figura3-32 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Miércoles	87
Figura3-33 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Jueves	88
Figura3-34 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Viernes	88
Figura3-35 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Sábado	89
Figura3-36 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Domingo	89
Figura 3-37 Análisis Frecuencia Día 2 de Marzo de 2013-Ventana Valor Máximo	90
Figura 3-38 Análisis Frecuencia Día 2 de Marzo de 2013-Ventana Valor Mínimo	91
Figura 3-39 Análisis Frecuencia Día 5 de Marzo de 2013-Ventana Valor Máximo	92
Figura 3-40 Análisis Frecuencia Día 5 de Marzo de 2013-Ventana Valor Mínimo.....	93
Figura 3-41 Análisis Frecuencia Día 17 de Julio de 2013-Ventana Valor Máximo.....	94
Figura 3-42 Análisis Frecuencia Día 17 de Julio de 2013-Ventana Valor Mínimo.....	95
Figura 3-43 Análisis Frecuencia Día 01 de Octubre de 2013-Ventana Valor Máximo.....	96
Figura 3-44 Análisis Frecuencia Día 01 de Octubre de 2013-Ventana Valor Mínimo	97
Figura 3-45 Análisis Frecuencia Día 11 de Octubre de 2013-Ventana Valor Máximo.....	98
Figura 3-46 Análisis Frecuencia Día 11 de Octubre de 2013-Ventana Valor Mínimo	99

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1 Nivel de Error en la Estimación Fasorial	13
Tabla 1-2 Requerimientos de Desempeño según Estándar IEEE C37	15
Tabla 1-3 Conceptos acerca de las Redes Inteligentes	19
Tabla 1-4 Requerimientos de Precisión de Datos según Tipo de Aplicación	23
Tabla 1-5 Desarrollos con PMU's en diversas partes del mundo	42

Introducción

Tanto en Colombia como en el mundo, una de las grandes preocupaciones en el área de análisis de sistemas de potencia eléctrica está relacionada con la habilidad de éstos para mantener una condición de estabilidad, dado que se trata de sistemas dinámicos complejos con altos niveles de no linealidad y características variables en el tiempo, que, independientemente de la estructura de mercado donde funcionen, requieren que la operación sea segura, es decir que aún en presencia de ciertos eventos inesperados pueda encontrar un punto de operación estable. De hecho, en un mercado marcado por la libre competencia, como es el caso del colombiano y de tantos otros países del mundo, la seguridad en la operación adquiere gran relevancia e impacta el precio de la electricidad.

El análisis de estabilidad comprende varios aspectos: ángulo, tensión y frecuencia. Esta última característica del sistema es de sumo interés dado que, por ejemplo, los comportamientos indeseados en la frecuencia del sistema pueden poner en peligro la seguridad de las máquinas de generación del sistema de potencia, restringir los intercambios de potencia entre diferentes áreas eléctricas y/o ocasionar el mal funcionamiento de los relés de protección, entre otros efectos nocivos, de tal forma que condiciones severas de oscilación e inadecuado amortiguamiento pueden constituir una seria amenaza para las condiciones de estabilidad y seguridad en la operación de un sistema eléctrico.

En este contexto, el análisis y conocimiento del comportamiento de la frecuencia en un sistema eléctrico es deseable y requerido. Naturalmente las aproximaciones a este análisis son diversas y se apoyan en diferentes herramientas. Por ejemplo, el análisis modal ha sido una herramienta importante para reconocimiento de oscilaciones de baja frecuencia y evaluación de los márgenes de estabilidad. Tradicionalmente estos análisis se han llevado a cabo usando técnicas de cálculo de valores propios (Eigenvalue

Analysis) [1], [2] y [3] alrededor del punto de operación del sistema bajo estudio. Sin embargo dado que en los sistemas actuales estos puntos de operación y las topologías pueden variar de forma apreciable, y con ellos las características de oscilación, los análisis “offline” no siempre pueden proporcionar información suficiente y/o efectiva a los operadores del sistema. Actualmente, el desarrollo tecnológico está orientado al aprovechamiento de las ventajas de la medición de variables a través de las Unidades de Medición Fasorial (PMU's), mediante las cuales es posible realizar análisis con información de tiempo real suficiente para estimar el estado dinámico del sistema [4], [5].

Dado que el uso extendido de la tecnología de las PMU's es relativamente nuevo, la investigación asociada a todas las funcionalidades y mejoras que la información de tiempo real, proporcionada por estos equipos, puede brindar en las áreas de operación, control y protección de sistemas de potencia modernos, es un tema de actualidad y de proyectos de investigación alrededor del mundo, especialmente en China dadas las características de tamaño e interconexión de su sistema de potencia. Colombia no ha sido ajena a esta tendencia, de hecho el operador del sistema eléctrico colombiano, XM S.A E.S.P, ha venido desarrollando desde 2008 el denominado en sus inicios proyecto “Sirena” y ahora “iSAAC”, con el que se busca, como uno de los objetivos principales, la implementación de un esquema suplementario de protección y control del sistema mediante captura de variables de estado en tiempo real, que permita tomar acciones correctivas automáticas.

Dentro de los aspectos de interés en el área de control, en lo que concierne a la frecuencia eléctrica, se encuentra el de analizar las características de las oscilaciones de baja frecuencia del sistema eléctrico colombiano (LFO por sus siglas en inglés), dado que es una condición que se ha presentado en varias ocasiones en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y aunque hasta el momento afortunadamente no han tenido mayores consecuencias para la seguridad del SIN, sin duda constituye una preocupación en la medida que hacia el mediano y largo plazo se prevé la entrada de grandes bloques concentrados de generación hidráulica y aumento de los intercambios de potencia entre áreas nacionales e internacionales (exportación de energía eléctrica).

La presente investigación pretende ser un aporte en los esfuerzos de investigación que se están llevando a cabo en nuestro país encaminados a la utilización de los datos de las PMU's en el área de análisis y control del sistema de potencia colombiano. En este caso particular, el interés principal está relacionado con la caracterización de la señal de frecuencia, el fenómeno de oscilación de baja frecuencia y la relación con determinadas condiciones operativas y/o topológicas del sistema, de tal forma que esta información pueda complementar la que se ha obtenido a través de estudios clásicos del sistema eléctrico en Colombia.

Como objetivo general esta investigación busca analizar la información de frecuencia eléctrica obtenida a partir de unidades de medición fasorial (PMU) instaladas en el sistema eléctrico colombiano atendiendo aspectos como el efecto de algunos modos operativos en el comportamiento de dicha frecuencia y las oscilaciones de baja frecuencia.

Dado que en la práctica no fue posible tener acceso a los datos que vienen siendo recopilados en varias subestaciones del STN por el operador del sistema eléctrico colombiano, se utilizaron datos de una PMU instalada por la Universidad Nacional en una de las barras de baja tensión del campus, sin que esto desvirtúe el propósito de la investigación que es mostrar algunas de las potencialidades de esta nueva fuente de información, las PMU's, para realizar análisis de los sistemas eléctricos y dado que el análisis se centrará en el comportamiento de la frecuencia, es posible realizarlo con los datos tomados en baja tensión.

Para lograr el objetivo general se requiere alcanzar los siguientes objetivos específicos:

- Recopilar información a través de una unidad de medición fasorial instalada en el sistema eléctrico colombiano y a través de técnicas de procesamiento de datos permitir la identificación y selección de la información relevante para el análisis.

- Caracterizar la frecuencia a través de análisis estadísticos, y el fenómeno de oscilaciones de baja frecuencia a través de por lo menos dos métodos de análisis de señales.
- Relacionar el comportamiento de la frecuencia previamente caracterizada con las condiciones operativas del sistema eléctrico como despachos, demandas, eventos y/o topologías del mismo, de tal forma que se puedan extraer conclusiones y efectuar recomendaciones generales.

Como resultado esperado de esta investigación se pretende obtener un análisis estadístico del comportamiento de la frecuencia, así como la caracterización, desde el punto de vista de las frecuencias de oscilación y el amortiguamiento, del fenómeno de oscilación de baja frecuencia en el sistema eléctrico colombiano a partir de datos de medición sincronizada de fasores y su relación con determinadas condiciones operativas del sistema.

Para lograr los resultados antes mencionados se desarrollarán labores de selección y manejo de datos, modelamiento, simulación y análisis. Este alcance presenta como limitación el hecho de que el análisis podrá realizarse a los datos de que finalmente se encuentren disponibles. En todo caso, la metodología a desarrollar se basará en los siguientes procesos generales:

- **Recopilación de Información:** Consiste recoger la información proporcionada por al menos una unidad de medida fasorial (PMU) instalada en el sistema eléctrico colombiano. El otro tipo de información que debe ser recopilada es aquella que permita establecer el marco teórico de la investigación.
- **Procesamiento de Datos:** Consiste en explorar, formatear, limpiar e integrar los datos de manera que pueda ser extraída la información requerida para el proyecto.

-
- **Análisis estadístico:** Hace referencia al cálculo de variables estadísticas que permiten caracterizar los datos recopilados de frecuencia eléctrica.
 - **Caracterización de las oscilaciones de baja frecuencia:** A través del uso de por lo menos dos (2) métodos de análisis de señales, se pretende caracterizar las oscilaciones de baja frecuencia.
 - **Relación con Características Operativas del Sistema:** Una vez caracterizada la frecuencia y las oscilaciones se buscará relacionar los resultados obtenidos con características operativas del sistema como despachos de generación, demandas, eventos y topologías del sistema eléctrico, permitiendo de esta forma establecer recomendaciones generales.

1. Estado del arte

Dado que el presente trabajo gira en torno a la utilización de las medidas sincronizadas de fasores como herramienta para el análisis de fenómenos asociados a la frecuencia eléctrica, el estado del arte que se describe en el presente capítulo recoge en primera instancia los aspectos relacionados con la tecnología y la normatividad de las unidades de medición fasorial (PMU's), sus aplicaciones técnicas dentro del análisis de sistemas de potencia modernos y finaliza exponiendo específicamente casos del uso de dicha tecnología en el análisis de oscilaciones de baja frecuencia en diversos sistemas de potencia eléctrica en el mundo.

1.1 Tecnología de las unidades de medición fasorial (PMU's)

Con el fin de contextualizar la tecnología utilizada en las unidades de medición fasorial, en este capítulo se hace un recuento general de los principales aspectos involucrados en el funcionamiento de las mismas

1.1.1 Historia

Los sistemas actuales de medición fasorial se han originado a partir de bases tecnológicas que han venido desarrollándose desde hace varias décadas. De hecho, la medición fasorial tiene sus orígenes en la década de los 70's con el desarrollo de los relés de distancia de componentes simétricas [6], la medición y cálculos a partir de componentes simétricas fue la manera de abordar en ese momento la falta de capacidad de los microcomputadores para ejecutar directamente los algoritmos requeridos, por

ejemplo para la protección de distancia, y a partir de allí se convirtió en uno de los pilares del análisis de sistemas de potencia eléctrica.

En la década de los 80's se empezó a masificar el uso de la tecnología GPS (Sistema de Posicionamiento Global) y se hizo evidente que mediante el uso de esta señal de tiempo como entrada a la etapa de muestreo en el sistema de medida de los relés digitales, se contaría con una herramienta poderosa para obtener una "fotografía instantánea" del estado del sistema de potencia y permitiría el desarrollo de diversas aplicaciones aun cuando no se contara con una completa observabilidad del sistema [7].

Así las cosas, las PMU's se empezaron a desarrollar finalizando la década de los 80's y las primeras unidades en el mercado aparecieron a comienzos de la década de los 90's [8]. En [9] se reconoce a Arun G. Phadke como el visionario que, a principio de los años 80, vislumbró las aplicaciones de medidas sincronizadas en tiempo real y sus grandes ventajas para la operación de los sistemas de potencia.

1.1.2 Componentes principales

Una Unidad de Medición Fasorial (PMU) es un equipo electrónico que consta básicamente de las siguientes etapas mostradas en la **Figura 1-1**[4]:

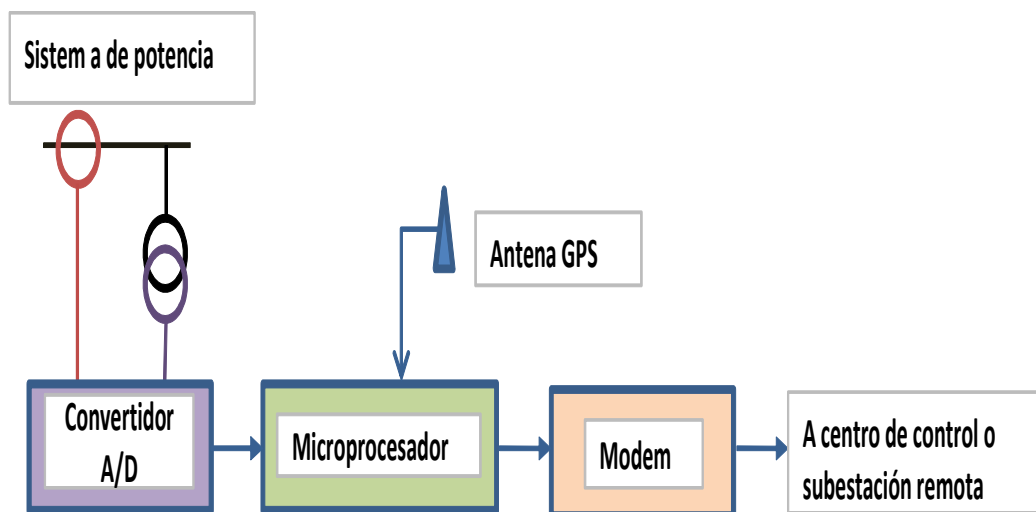


Figura 1-1 Componentes de Unidad Fasorial de Medida (PMU)

- Unidad de Conversión Análoga-Digital (A/D): Como primera acción en esta etapa se realiza un filtrado de ruido y señales de impulso. A continuación, esta unidad se encarga de tomar las señales análogas de tensión y corriente y las transforma en señales digitales, los denominados “fasores locales”, mediante una tasa de muestreo obtenida a partir de la señal de sincronización del sistema GPS, de 1 PPS (Pulso por Segundo)
- Antena: Utilizada para recepción de la señal de sincronización de un pulso por segundo (1 PPS), tomada de forma gratuita, del sistema de posicionamiento global GPS (Global Positioning System) que sincronizará los temporizadores de muestreo a la tasa citada para convertir las señales análogas de entrada en digitales.
- Microprocesador: De acuerdo al pulso recibido del sistema GPS, marca cada “fasor local”, proveniente de la unidad de conversión análoga-digital (A/D), con la etiqueta de tiempo que contiene año, día, hora, minuto y segundo. Posteriormente lo envía como un mensaje que es transmitido a un terminal remoto
- Puerto de Comunicaciones: Es un módem que se conecta a un sistema de comunicaciones que transmite los fasores locales ya etiquetados a un terminal remoto. El error de muestreo de una PMU es menor a un micro-segundo, de tal forma que constituye el método de medida más preciso que existe en la actualidad para sistemas de potencia. Con transmisiones entre 4800 y 9600 Baudios de velocidad, se obtiene un flujo de información cada 2 a 5 ciclos (33.33-83.33 milisegundos) [4]; dado que los fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia están en el rango de 0 a 2 Hz, es posible a partir de los datos generados por las PMU's observar en tiempo real el estado dinámico del sistema [4].

1.1.3 Principios de operación

El avance fundamental de la tecnología PMU con respecto a los medidores tradicionales está relacionado con la sincronización de mediciones, que trata básicamente de la posibilidad de efectuar medición del desfase que presenta una misma señal eléctrica en dos puntos físicamente diferentes o el desfase entre dos señales eléctricas diferentes ubicadas en dos lugares remotos, en este caso, por ejemplo, con los instrumentos de medición tradicionales, se hace imposible realizar la medición absoluta con la misma referencia de tiempo de tal forma que la precisión de la medida se ve afectada. Las PMU's al utilizar una misma referencia de tiempo para sus señales, la dada por la GPS, permiten obtener la "fotografía" instantánea del sistema eléctrico que ha sido tomada exactamente al mismo tiempo en diferentes puntos de dicho sistema.

Para ilustrar la obtención del fasor en las PMU's se parte de la expresión considerada para una forma de onda sinusoidal de Tensión en la entrada:

$$v(t) = X_m \cos (\omega \cdot t + \varphi) \quad (1)$$

En donde:

$$\omega = 2\pi f_{nom}$$

Multiplicando esta ecuación de forma de onda por el término exponencial se tiene:

$$V_e(t) = X_m \cos (\omega \cdot t + \varphi) e^{-j\omega_0 t} \quad (2)$$

Esta expresión puede ser reescrita utilizando la relación de Euler así:

$$V_e(t) = X_m \left[\frac{e^{j(\omega t + \varphi)} + e^{-j(\omega t + \varphi)}}{2} \right] e^{-j\omega_0 t} \quad (3)$$

Reagrupando términos se obtiene:

$$V_e(t) = \frac{X_m}{2} [e^{j[(\omega - \omega_0)t + \varphi]} + e^{-j[(\omega + \omega_0)t + \varphi]}] \quad (4)$$

Como se puede observar, la Ecuación 4 posee dos componentes fundamentales, la componente de baja frecuencia (LF por sus siglas en inglés) que corresponde al término $(\omega - \omega_0)$ y la componente de doble frecuencia (DF por sus siglas en inglés) que se representa en el término $(\omega + \omega_0)$:

$$V_{e_LF}(t) = \frac{X_m}{2} \cdot e^{j[(\omega - \omega_0)t + \varphi]} \quad (5)$$

$$V_{e_DF}(t) = \frac{X_m}{2} \cdot e^{-j[(\omega + \omega_0)t + \varphi]} \quad (6)$$

El término a utilizar como fuente para la sincronización de magnitud y ángulo de fase es el de baja frecuencia. Si se filtra la señal con la componente de doble frecuencia, a la salida se obtendría la señal descrita en la Ecuación 5. La señal calculada presenta la amplitud de la señal dividida en 2; esta señal, después de ajustada, puede representarse en forma de fasor así:

$$\vec{V} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \alpha(t) \quad (7)$$

En donde:

$$\alpha(t) = (\omega - \omega_0)t + \varphi$$

1.1.3.1 Frecuencia de Muestreo

Es importante resaltar que dada la necesidad que tienen las PMU's de reconstruir fielmente la señal de entrada, la frecuencia de muestreo debe cumplir lo considerado en el teorema de Nyquist, que señala que la frecuencia de muestreo debe ser como mínimo el doble de la frecuencia de la señal a medir. Siendo T el período de muestreo, distancia entre las muestras medida en segundos, de la señal $f(t)$, la frecuencia de muestreo se define como:

$$\Omega_s = \frac{2\pi}{T} \text{ en } \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (8)$$

Y considerando el teorema de Nyquist, esta frecuencia Ω_s debe ser como mínimo dos veces la frecuencia más alta en la señal a medir. Cuando esta condición no se cumple, se puede obtener una señal sinusoidal de forma similar a la original pero con una menor frecuencia que esta. Si la frecuencia de muestreo cumple con el teorema entonces se podrá reconstruir fielmente la señal original. Cabe señalar que esto aplica para señales de banda limitada, ya que en caso contrario siempre existirá solapamiento, por lo que es necesario siempre filtrar, previamente al muestreo, la señal de entrada limitando su banda y evitando los errores de “aliasing” o por “Efecto Nyquist” en el cálculo del fasor.

Aunque en la práctica no ha sido posible eliminar del todo el solapamiento de la señal, como estrategia se suele muestrear con frecuencia del orden de 8 a 10 veces el ancho de banda de la señal de entrada.

1.1.3.2 Fuentes de Error

Aunque la tecnología PMU constituye sin duda un gran avance en términos de las funcionalidades de medición y la precisión que se puede alcanzar, aún está sujeta al error de los diferentes elementos que conforman la cadena de adquisición y procesamiento de las señales eléctricas, naturalmente en este caso se maneja un nivel de precisión mayor que en los esquemas de medición tradicionales siendo este aspecto uno de los más valorados en las aplicaciones para sistemas de potencia.

En general, las fuentes de error asociadas con esta tecnología son:

- Los transmisores y receptores de GPS que introducen el error en el proceso de sincronización de tiempo
- Los transformadores de instrumento y demás elementos de la cadena que introducen el error en el proceso de estimación fasorial

La **Tabla 1-1** resume los niveles de error en la estimación fasorial y sus fuentes [10]:

Causa de Error	Error en grados	Error en μs
Sincronización de tiempo	+/- 0.0216	+/- 1
Transformadores de instrumento	+/- 0.3	+/- 14
Elementos de estimación fasorial	+/- 0.1	+/- 5

Tabla 1-1 Nivel de Error en la Estimación Fasorial

1.1.3.3 Sincronización de Tiempo del Sistema

Como se ha mencionado, las medidas del sincrofasor son sincronizadas mediante la señal de tiempo UTC con la exactitud suficiente para cumplir la normatividad exigida, la cual será tratada en detalle en el próximo ítem. Como se incluye en la **Tabla 1-1**, un error de 1 μs corresponde a un error de fase aproximado de 0.022 grados para un sistema de 60 Hz.

En resumen, un sincrofasor es el fasorequivalente para una señal de AC con la particularidad de que la medida corresponde a una señal sinusoidal a la frecuencia nominal del sistema sincronizada en el marco de referencia UTC y cualquier desviación de la frecuencia nominal causa una rotación del ángulo de fase del sincrofasor.

1.1.4 Normatividad

Como se ha anotado previamente, la tecnología relacionada con las PMU's se ha venido trabajando más específicamente desde finales de la década de los 80's y fue regulada por primera vez a través del estándar IEEE 1344. Posteriormente los conceptos relacionados con el proceso de medición fueron ajustados en el estándar IEEE C37.118 que se completó en 2005, el cual entró en revisión en el 2008 y finalmente en 2011 culminó su actualización. En [11] se hace un recuento del camino que se ha recorrido en cuanto al desarrollo de estándares que regulen los diferentes aspectos relacionados con esta tecnología.

1.1.4.1 Estándar IEEE 1344-1995

Este estándar fue introducido en 1995 y tenía por objeto definir los conceptos básicos relacionados con los sincrofasores de manera que pudieran ser desarrollados por la industria que en esta década estaba empezando a producir los primeros equipos de medición fasorial. Se introdujo, entonces, el concepto de unidad de medición de favores (PMU) como equipo para realizar la estimación del sincrofasor a partir de una señal de entrada de AC. Así mismo, este estándar exploró aspectos relacionados con la medición sincronizada usando fuentes de tiempo precisas y formalizó el uso del IRIG-B.

1.1.4.2 Estándar IEEE C37.118-2005

El estándar actual, IEEE C37.118, fue finalizado en el 2005 y se constituyó en una actualización mayor del estándar de 1995, cuidando mantener una compatibilidad en los aspectos básicos con su antecesora [11].

Entre los aspectos más relevantes que fueron incluidos se tiene:

- Inclusión de método para evaluar la medición de las PMU's y los requerimientos para la medida en estado estable. En este sentido, Se introduce el concepto de TVE ("Total Vector Error"), que hace referencia a la comparación entre el fasor estimado por el equipo y un fasor teórico equivalente para el mismo instante de tiempo, así:

Dada una onda descrita por el fasor:

$$P = X_r + jX_i \quad (9)$$

Donde X_r es la componente real y X_i es la componente imaginaria en el instante t_0 y

$$P(t_0) = X_r(t_0) + jX_i(t_0) \quad (10)$$

Es el fasor estimado para ese mismo instante de tiempo, entonces el TVE viene dado por la expresión:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(t_0) - X_r)^2 + (X_i(t_0) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (11)$$

En este sentido el TVE proporciona un método preciso para evaluar el proceso de medición de la PMU y los requerimientos básicamente se enfocan hacia los aspectos de precisión en magnitud y fase, medida en frecuencias diferentes a la nominal y rechazo de señales fuera de banda. La **Tabla 1-2** resume los requerimientos de desempeño en estado estable para las PMU's según el estándar IEEE C37.118-2005

Señal Medida	Rango Nivel 0	Rango Nivel 1
Frecuencia de la señal	+/- 0.5 Hz	+/- 5 Hz
Magnitud de la señal	80-120%	10-120%
Angulo de fase	+/- π rad	+/- π rad
Distorsión armónica	1%	10%
Señal de interferencia fuera de banda	1% de magnitud de la señal de entrada	1% de magnitud de la señal de entrada

Tabla 1-2 Requerimientos de Desempeño según Estándar IEEE C37

- El segundo aspecto importante abordado por este estándar, tiene que ver con los esquemas de arquitectura y comunicación de tal manera que se incluyó recopilación a niveles superiores e identificación mejorada en cuanto a tipos de datos. Es así como se definieron arquitecturas considerando Concentradores de Datos de Fasores (PDC) que incluían varias PMU's.

1.1.4.3 Revisión del Estándar IEEE C37.118-2005: IEEE C37.118-2011

La revisión del estándar IEEE C37.118-2005 fue emitida el 28 de diciembre de 2011 y surgió como respuesta a algunos aspectos que no habían sido tenidos en cuenta en la

primera versión del estándar entre los que vale resaltar las mediciones en estado dinámico y los requerimientos para las mediciones de frecuencia, que si bien estaban incluidas dentro de los datos recopilados por las PMU's, no existían requerimientos específicos para estos datos en el estándar anterior.

Otro aspecto muy importante que motivó la revisiónes la creciente necesidad de compatibilizar el estándar para las PMU's con los aspectos de comunicación de datos que se establecen en el estándar IEC 61850 "Communication Networks and Systems for Power Utility Automation", el cual aborda la comunicación entre los diferentes equipos de una subestación, tanto en patio como IED's (Intelligent Electronic Devices) de una forma sistemática, de manera que especifica modelos de datos y servicios más que funciones de control y/o protección, por lo cual se considera un estándar global, que permite la libre ubicación de funciones en los equipos permitiendo soportar diferentes filosofías de sistemas y fabricantes permitiendo un esquema muy flexible.

Además, la comunicación basada en Ethernet y TCP/IP permite la utilización diferentes herramientas de comunicación asociadas a estos protocolos. El objetivo final es que mediante la implementación de un esquema abierto y flexible sea posible transmitir los datos de los diferentes equipos de una subestación sin restricciones debido funcionalidades, filosofías y/o fabricantes. Siendo así las cosas, se entiende que las PMU's al convertirse en un equipo más de la subestación deban ser compatibles con este estándar.

Para los aspectos de medición fasorial bajo condiciones operativas dinámicas y la medición de frecuencia, el objetivo de la revisión era definir requerimientos que fueran razonablemente fáciles de medir y caracterizar la medición de forma suficiente para proporcionar comparabilidad entre PMU's [11].

El otro aspecto a abordar en la revisión del estándar tenía que ver con los grandes adelantos que se han presentado estos últimos años en los sistemas de comunicación pasando de sistemas basados en comunicación serial, luego digital y posteriormente fibra óptica. En respuesta a estos retos, la IEEE trató en principio de crear un estándar dual en asocio con IEC, sin embargo dado que esta última emite estándares separados en lo que

concierno a medición y comunicaciones y hasta ese momento el estándar C37.118 era básicamente de medición, su cobertura en la parte de comunicaciones se limitaba al formato que debían tener los datos y a la especificación del contenido, la idea de un estándar dual no prosperó.

Como resultado, el estándar IEC 61850 siguió adelante sin restricciones de flexibilidad o especificaciones de funcionalidad específicas para las PMU's, de hecho hoy en día está considerado un estándar global para ser usado en los equipos de toda la cadena de los sistemas eléctricos de potencia.

Por su parte el estándar C37.118 fue revisado buscando desarrollar el aspecto de las comunicaciones de manera compatible con las consideraciones del IEC 61850. Así las cosas, el nuevo estándar C37.118-1 se enfoca en la medición fasorial llevada a cabo por las PMU's, en la forma en que se consideraba en su estándar predecesor más los ajustes mencionados sobre todo lo que tiene que ver con medición en estado dinámico y la medición de frecuencia. Por su parte, el estándar C37.118-2 aborda la transferencia de datos de los sincrofasores en los sistemas de potencia.

En resumen, la normatividad en cuanto medición sincronizada de fasores se circunscribe básicamente al estándar C37.118-2011 [41], el cual a través de sus diferentes apartados define los requerimientos para la medición fasorial llevada a cabo por las PMU's, tanto en estado estable como en condiciones dinámicas y se encarga además del método para el intercambio de información de medida sincronizada de fasores entre los diferentes equipos del sistema de potencia, especificando la estructura de los mensajes, incluyendo tipo, uso, contenido y formato de los datos entre las PMU's y los concentradores de datos de fasores (PDC), de esta manera se busca facilitar el intercambio de datos entre los equipos de adquisición de información y los equipos de aplicaciones, utilizando protocolos de comunicación propios u otros ya existentes, en un ambiente de arquitectura abierta y flexible entrando en este punto a complementarse con la norma IEC 61850.

1.2 Ámbitos de aplicación en sistemas de potencia

La medición sincronizada en sistemas de potencia eléctrica ha traído consigo muchas posibilidades derivadas del hecho de poder monitorear de forma efectiva y precisa la condición de la red en tiempo real con retardos del orden de milisegundos. A continuación se incluyen de forma general los ámbitos del análisis de sistemas de potencia donde ha sido posible aprovechar este nuevo tipo de información proveniente de las PMU's, empezando por el sistema integrador de todas las iniciativas denominado "Redes Inteligentes" ("Smart Grids").

1.2.1 .Redes Inteligentes (SMART GRIDS)

Se ha denominado "Redes Inteligentes" al sistema interconectado de tecnologías de información y comunicación con tecnologías de generación, transmisión, distribución y de uso final, que tiene varias potencialidades, dentro de las que se pueden mencionar:

- Mejorar la eficiencia en la operación de los sistemas eléctricos
- Mejorar la confiabilidad y estabilidad del sistema de suministro a través de la automatización
- Permitir a los usuarios una mayor gestión en el uso de la energía y escoger las ofertas de suministro que le sean más eficientes
- Mejorar la integración en el sistema de alternativas de generación de energía más benignas con el medio ambiente
- Mejorar la calidad de la potencia eléctrica en el marco de una economía digital
- Permitir la "Autoreparación" de los sistemas eléctricos
- Manejar de forma más eficiente la creciente demanda mundial por energía eléctrica

En aras de mostrar algunas definiciones acerca de lo se entiende por "redes inteligentes", se incluye a continuación la Tabla 1-3.

Referencia	Concepto/Definición
[65]	“Hará que el sistema de transmisión más eficiente, propiciará el uso de fuentes de energía renovables y el dará a los usuarios más control sobre el uso y costo de la electricidad”
[66]	“Es una modernización multimillonaria de las redes de electricidad que involucra soporte en tiempo real y comunicación digital entre las empresas de energía y sus cada vez más conscientes usuarios”
[67]	“Es un conjunto de conceptos de nueva generación acerca de la distribución de energía que incluyen nuevos componentes, control y monitoreo a través de la redes eléctricas y más opciones para los consumidores”
[68]	“Es una red moderna, mejorada, resistente y confiable que provee gestión ambiental, es segura, eficiente en costos y permite avanzar hacia la estabilidad y/o el desarrollo económico”
[69]	“Es un sistema eléctrico moderno, que usa sensores, monitoreo, comunicaciones, automatización y computadores para mejorar la flexibilidad, seguridad, confiabilidad y eficiencia de dicho sistema”
[70]	“Es una infraestructura que pone el énfasis en el control activo más que uno de tipo pasivo”

Tabla 1-3 Conceptos acerca de las Redes Inteligentes

1.2.1.1 Perspectivas Actuales

Las “Smart Grids” o redes inteligentes han surgido como una iniciativa a gran escala a nivel mundial con el fin de dar una respuesta integral a los retos que presentan los sistemas eléctricos actuales: la contribución significativa de la generación de energía a partir de combustibles fósiles al cambio climático, la generación en su mayoría centralizada y alejada de los centros de carga, el envejecimiento de la infraestructura, el aumento de la demanda y los crecientes picos de carga a causa del crecimiento demográfico e industrial. Aunque en las últimas décadas se han realizado adelantos en las áreas de materiales, diseño y construcción de líneas de transmisión, transformadores y aisladores, lo cierto es que la infraestructura eléctrica actual no es sustancialmente diferente a aquella construida en sus inicios hace más de un siglo [62].

Dado que los problemas que se han mencionado abarcan diferentes campos de acción, la respuesta también debe ser integral, es por eso que las redes inteligentes se concibieron a nivel gubernamental como un sistema que integrara tecnologías de comunicación, información, generación, transmisión, distribución y uso final, permitiendo

mejorar los sistemas eléctricos a una escala sin precedentes durante los próximos 20 años.

Como se señala en [71], cada país, dependiendo de sus condiciones, establece qué estrategias debe adoptar para implantar los conceptos de “redes “dentro de sus sistemas eléctricos existentes, dados los grandes alcances involucrados. En este orden de ideas, a continuación se incluye un resumen del proceso que se ha seguido en Colombia en la implementación de conceptos de redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano.

1.2.1.1.1. Inicio Redes Inteligentes en Colombia Proyectos SIRENA” e “iSAAC

En Colombia el operador del sistema eléctrico colombiano, ha venido desarrollando desde 2008 el denominado proyecto “SIRENA”, que ha incluido la implementación de un prototipo de PMU's y su instalación en varias subestaciones de alta tensión del sistema de potencia colombiano, con el que se busca en el largo plazo la implementación de un Esquema de Protección de la Integridad del Sistema (ESPIS) mediante captura de variables de estado en tiempo real, que permita ejercer control y protección del sistema para prevenir y mitigar la ocurrencia de eventos de gran magnitud en el Sistema Interconectado Nacional [38]. Hasta el momento esta investigación de XM y algunas universidades, se ha enfocado en definir las potencialidades de las PMU's, caracterizar el comportamiento angular del sistema en diferentes condiciones operativas y como trabajo futuro, se pretende integrar este proyecto al Centro de Control de Nueva Generación que debe estar operativo en 2013, así como la implementación de tecnologías WACS para control automático ante eventos de gran magnitud. Una vez que se entendieron los conceptos básicos involucrados en las tecnologías del proyecto “SIRENA”, se pasó a una nueva fase denominada proyecto “iSAAC” (IntelligentSupervision and Advanced Control System)

1.2.1.1.2 Iniciativa Colombia Inteligente

Actualmente las estrategias para implementación de conceptos de redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano se hallan agrupadas bajo la iniciativa “Colombia Inteligente”, que según se expone en [71] hace referencia a un programa de índole nacional que busca la evolución del sistema eléctrico colombiano en conjunto con otros sectores que lo afectan o que son afectados por él: energía, electricidad, usuarios, transporte y construcción. El objetivo principal es que Colombia alcance un adecuado nivel de eficiencia implementando las mejores prácticas de uso de la energía y soluciones tecnológicas en los cinco sectores mencionados. Es una visión futura con trabajo progresivo en proyectos específicos que traerán muchos beneficios al país. En este sentido, “Colombia Inteligente” es la estructura estratégica intersectorial que define los objetivos principales, las directrices y las métricas de la hoja de ruta hacia un sistema eléctrico más sostenible y eficiente, con una operación confiable y segura.

Los promotores de esta iniciativa son XM (El operador del mercado y del sistema de potencia eléctrico colombiano), CIDET (Centro de investigación del sector eléctrico), COCIER (Rama colombiana del CIER), CNO (Consejo nacional de operación), CAC (Comité asesor de comercialización) y CINTEL (Centro de investigación en comunicación). Estas instituciones y algunas empresas del sector eléctrico, en conjunto están definiendo las propuestas para desarrollar las tareas y proyectos necesarios. Este programa tiene una estructura independiente con esfuerzos tendientes a concretar metas en el corto plazo pero alineadas dentro de la estructura estratégica de los objetivos a largo plazo.

1.2.2 Sistemas de Defensa: WAMS/WACPS

Los sistemas de defensa o WAMS/WACPS [16] (Wide Area Measurement System/ Wide Area Control and Protection System) basados en las mediciones de fasores, se presentan como una de las aplicaciones básicas a desarrollar en los años venideros, aprovechando el hecho de tener la medición sincronizada de las tensiones y ángulos de fase en barras del sistema de potencia alejadas físicamente entre sí, con un retardo del orden de milisegundos de tal forma que se le pueda proporcionar a los operadores de los sistemas

eléctricos información en tiempo real que permita detectar, prevenir, alertar y/o mitigar situaciones de potencial peligro que ocasionen blackouts en los sistemas eléctricos [17].

Los WAMS, que corresponden a los sistemas de monitoreo de “área amplia”, están enfocados en la medición sincronizada de variables de interés en grandes áreas geográficas con propósitos de supervisión, control y protección; tradicionalmente se ha realizado utilizando herramientas de medición convencionales. Abarcar grandes áreas geográficas a través de la medición con PMU's, cobra sentido dado que la operación de los sistemas interconectados de potencia es cada vez más compleja ya que estos continúan creciendo día a día, el tipo y tamaño de las cargas se amplía también y en un ambiente de mercado marcado por la libre competencia, los centros de generación y carga suelen estar distantes, ocasionando con ello transferencias de potencia importantes en los sistemas de transmisión, con lo cual la medición on-line puede constituir una herramienta altamente efectiva.

En este ámbito, los sistemas de defensa del futuro o WAMS/WACPS surgen como la versión evolucionada de las labores de supervisión, control y protección que se llevan a cabo actualmente en el marco de la operación tradicional de sistemas de potencia, dado que se puede monitorear de manera precisa y efectiva el comportamiento dinámico del sistema, no solo el comportamiento de estado estable. Las investigaciones alrededor de estos sistemas de defensa se han llevado a cabo atendiendo aspectos tales como: aplicaciones [18-19], infraestructura [20-21], comunicaciones [22-23], funciones y algoritmos [24-30].

La estructura de estos sistemas de defensa se basa en la información dinámica de alta resolución recibida de las PMU's instaladas en el sistema de potencia, la cual es transmitida a través de un sistema de comunicaciones hacia los centros de control regionales y/o nacionales. La fibra óptica es el medio de comunicación más común en el caso de subestaciones de alta tensión. La información puede ser enviada a través de las PMU's directamente o desde concentradores de datos fasoriales (PDC's) que agrupen varias PMU's, esto dependerá de la arquitectura de control del sistema [31].

Cabe señalar que si bien el nivel de precisión alcanzado con las PMU's es en teoría superior al de los sistemas SCADA actuales, los sistemas donde se hallan instaladas

PMU's no han logrado alcanzar todo su potencial en términos de precisión debido a que estos equipos no son los únicos componentes del sistema de medición, durante el proceso se tienen transformadores de instrumentación, cables de control, etc., e incluso los diferentes diseños de PMU's según el fabricante, introducen errores que afectan la precisión final del sistema. Se debe tener en cuenta que cada tipo de aplicación tiene sus requerimientos particulares de precisión dependiendo de la ventana de tiempo de interés, del estado del sistema y del objetivo, en términos de la operación, que se quiere conseguir con el análisis. Un resumen de estos requerimientos para las aplicaciones más reconocidas se incluye en la **Tabla 1-4**[33].

Aplicación	Precisión Requerida
Monitoreo de Estado Estable	Baja
Monitoreo de Disturbios	Moderada
Medida de Estado	Alta
Estimación de Estado	Alta
Protección de Area Amplia	Moderada
Monitoreo de Estabilidad Transitoria	Alta

Tabla 1-4 Requerimientos de Precisión de Datos según Tipo de Aplicación

En resumen, los sistemas de defensa o WAMS/WACPS abarcan, las áreas de medición, control y protección, cuyas aplicaciones más relevantes se describen a continuación:

1.2.2.1 Control

De los conceptos básicos del control de sistemas de potencia descritos en [32], se resume que las acciones de control llevadas a cabo en sistemas de potencia tienen por objetivos básicos:

- Suplir la demanda de energía activa y reactiva, asumiendo las variaciones continuas de la misma
- Suministrar la energía al mínimo costo y con el menor impacto el ambiente
- Suministrar la energía cumpliendo los estándares definidos por la regulación , con relación a la frecuencia, Tensión y confiabilidad

Desde este punto de vista existen diferentes niveles jerárquicos de control dependiendo de los subsistemas y los equipos requeridos para cumplir los objetivos anteriormente citados; es decir que sobre la estructura general del sistema de potencia se tienen controles sobre el sistema de generación, sobre las turbinas y los sistemas de excitación, buscando básicamente balancear la generación total con la demanda y las pérdidas de tal forma que se mantenga una frecuencia objetivo en el sistema y se controlen los intercambios de potencia con los sistemas vecinos. Por su parte, en el sistema de transmisión las acciones de control van encaminadas en mayor grado hacia el manejo de la potencia reactiva así como control para sistemas HVDC [32].

En este contexto, es posible visualizar las potencialidades de la información basada en medición fasorial sincronizada como elemento de entrada al análisis que permita definir las acciones de control requeridas como maniobras, alertas, deslastres y en general aquellas que apliquen según el estado operativo del sistema, pues los objetivos del control dependen del estado del sistema (normal, alerta, emergencia, etc.).

Tradicionalmente las acciones de control se han definido mayormente a partir de análisis con datos “offline” provenientes del sistema SCADA y la experiencia acumulada en años de operación de los sistemas de potencia. Sin embargo, estos resultados no siempre han funcionado apropiadamente y la seguridad de los sistemas se ha visto comprometida, observándose que en muchos casos más que un evento singular, los apagones han sido el resultado de una combinación posible pero poco probable de circunstancias que cuando finalmente se han presentado han logrado evolucionar hasta originar el colapso de sistemas aparentemente seguros [35], [32].

De hecho, un equipo de investigación del apagón del 14 de Agosto de 2003 en Estados Unidos concluyó que [35] “Las prácticas de operación actuales están limitadas en su capacidad para garantizar un comportamiento aceptable del sistema sobre un rango muy amplio de condiciones diferentes. Las prácticas de hoy se basan principalmente en la coordinación manual entre las áreas de control con la aplicación voluntaria de las directrices del NERC siendo únicamente el único apoyo para garantizar la coherencia y el cumplimiento.

Los acontecimientos de agosto de 2003 ponen de relieve las deficiencias de la aplicación voluntaria de las directrices de un entorno centrado en el mercado”. Se debe tener en cuenta que en un mercado competitivo como el actual que impone serios retos en el tema de la gestión de activos, diseñar y construir un sistema 100% confiable y seguro resultaría impráctico en términos económicos, en este contexto los sistemas WACS se han concentrado en enriquecer los esquemas del control tradicional con las funciones e información para control de la que se puede disponer o es posible implementar a partir de la medición fasorial sincronizada como se muestra en la **Figura 1-2**.

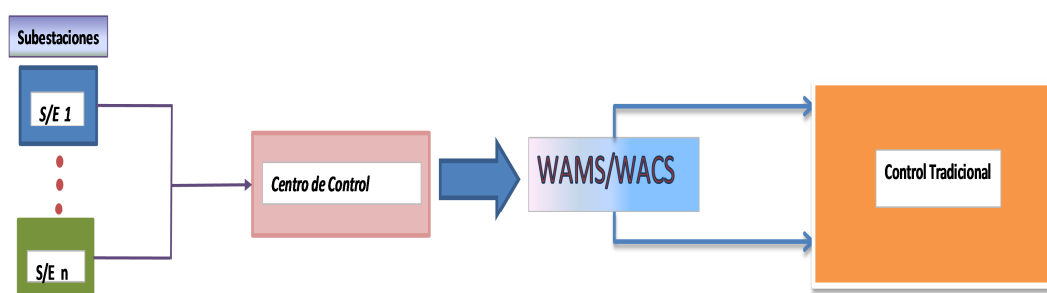


Figura 1-2 Sistema de Control en Presencia de WAMS/WACS

En este sentido estos sistemas de medición/control mediante el monitoreo constante y en tiempo real del sistema pueden funcionar como una primera barrera para contrarrestar fenómenos como por ejemplo la inestabilidad del sistema de potencia identificando desde las primeras etapas comportamientos potencialmente peligrosos para la seguridad del sistema de manera que se puedan prevenir apagones en grandes áreas geográficas debido a reacciones en cadena provocadas por perturbaciones en un elemento puntual.

A diferencia de las mediciones locales llevadas a cabo con el sistema SCADA en las subestaciones y luego procesadas a través de los estimadores de estado en los centros de control para obtener una “fotografía” completa del sistema de potencia, los WAMS/WACS permiten determinar de una manera dinámica el estado del sistema de potencia permitiendo determinar su situación de forma directa, dependiendo menos del modelo utilizado, de tal forma que las acciones de control se basen en el estado real del mismo, obteniéndose ventajas como [36]:

- Monitoreo y control en tiempo real: Le permite al operador tener conocimiento en línea del estado real del sistema y ayudar en este sentido al proceso de toma de decisiones incrementando la eficiencia operacional en condiciones normales y detectar, anticiparse y/o corregir problemas durante las condiciones anormales de operación. Estas alertas podrán tener como receptores no solo los operadores del sistema local sino los operadores de sistemas vecinos
- Es posible “medir” directamente el estado del sistema en lugar de “estimar” a partir del SCADA. En este sentido el proceso de “estimación de estado” se ve mejorado con datos de entrada reales con unos niveles de precisión bastante aceptables para buena parte de las aplicaciones que se desprenden de este análisis, por ejemplo análisis de contingencias y flujo de carga óptimo [37]
- El monitoreo de las desviaciones angulares permite definir los límites reales de las transferencias de potencia para mantener la estabilidad y seguridad del sistema. Normalmente en los estudios “offline” se suele ser más conservador en la fijación de estos límites, por lo que es posible que algunos activos, como las líneas de transmisión, sean subutilizadas.

1.2.2.2 Protección

El área de protecciones de sistemas de potencia es otra de las aplicaciones importantes para las mediciones fasoriales sincronizadas. Los sistemas de protección tradicionales, más allá de las diferentes filosofías, están enfocados en la protección de elementos particulares, un transformador, una línea de transmisión, un barraje o un interruptor; por su parte un WAPS (Wide Area Protection System) está más enfocado en la protección de la integridad del sistema de potencia como un todo, de tal manera que se convierte en un complemento valioso de los sistemas de protección locales actualmente instalados en las subestaciones.

En lo que concierne a las aplicaciones en el área de protección del sistema y las medidas fasoriales sincronizadas, existen varios aspectos por resaltar:

- Varios fabricantes de relés tienen ya disponibles equipos mixtos que incluyen las funciones de relés convencionales y las PMU's, de tal forma que paulatinamente es posible ir ganando mayor observabilidad del sistema en términos de mediciones sincronizadas y tener disponibles desde los relés de protección [34] funcionalidades como:
 - Chequeo de conexión de los transformadores de instrumento de la subestación (corriente y potencial)
 - Chequeo de polaridades, fase y relación de los transformadores de instrumento (corriente y potencial)
 - Análisis "post-mortem" (después de las fallas) para ajuste de modelos
 - Verificación de información del estimador de estado
 - Construcción de lógicas de "Auto-chequeo"
 - Monitoreo de ángulos tanto en el sistema de transmisión como en el de distribución
 - Despliegue de oscilografía de interés
- Implementación de estrategias de protección inteligente: Es un hecho de que aún el sistema mejor diseñado y mantenido no está exento de eventos de baja probabilidad de ocurrencia pero de gran impacto sobre el mismo. En general, la práctica en la industria eléctrica ha sido cubrirse ante eventos "creíbles" con el fin de balancear la seguridad y la economía aplicando criterios de estado estacionario y estabilidad dinámica del sistema de manera que este pueda soportar ciertas contingencias

preestablecidas [38]. Por lo anterior y como se mencionaba previamente ante una secuencia de eventos de baja probabilidad de ocurrencia es posible que el sistema de potencia no esté preparado, sin embargo cuando las consecuencias pueden llegar a ser muy fuertes es necesario identificar soluciones alternativas. En este contexto se pueden situar las mayores potencialidades de las medidas sincronizadas de fasores en el área de protecciones de sistemas de potencia, dado que se busca que un sistema de protecciones “más inteligente” mediante el monitoreo constante de las condiciones reales operativas del sistema pueda minimizar la extensión y duración de eventos de potencial peligro de manera que se prevengan de forma más efectiva colapsos parciales o totales de la demanda atendida.

Como se mencionaba previamente, es importante hacer una diferencia conceptual con relación a los sistemas de protección actualmente instalados en las subestaciones, si bien en la práctica es posible manejarlos con los mismos equipos mixtos de protección con funciones de PMU's antes mencionados, el objetivo es diferente dado que en el caso de los WAPS se busca proteger áreas geográficas, la continuidad en la atención de la demanda, más que elementos particulares de la red, constituyéndose en una barrera de última línea ante condiciones de degradación no permitidas en el sistema de forma que no se está reemplazando la protección primaria de equipos ni las zonas 1, 2 y reversas en las protecciones convencionales, el efecto deberá ser encaminado a las zonas 3 y protecciones de back up.

1.2.2.3 Estabilidad

Otro de los aspectos de la operación de sistemas eléctricos de potencia que puede verse potencializado con la medición sincronizada con PMU's es el monitoreo de estabilidad, donde se tienen varios ámbitos de aplicación: el monitoreo de estabilidad de tensión de tal forma que se pueden prevenir inestabilidades por este concepto y el monitoreo de estabilidad transitoria, aspectos que será analizado con mayor detalle en el capítulo 3.

Cabe señalar que para el mejor desempeño de estas aplicaciones de estabilidad que se han mencionado, uno de los retos hacia el futuro es mejorar el tema de la precisión general resultantes en los sistemas en los cuales la medición sincronizada de fasores tiene lugar, dado que generalmente en las subestaciones donde se efectúa la recolección de datos del sistema la precisión resultante para la medición es superior al microsegundo que en teoría se puede lograr para la medición sincronizada de fasores.

En el nivel de error resultante en la medición sincronizada se conjugan varios factores como son las diferencias en tecnología de los fabricantes de equipos que al interconectarse entre sí pueden ocasionar retardos mayores a los deseados; otro aspecto que ocasiona retardos también son los equipos de instrumentación y el cableado que se utiliza para adquirir la información de medida y llevarla hasta la PMU.

A futuro, se espera que la tecnología de fibra óptica como reemplazo al cableado convencional de cobre y la implementación de transformadores de instrumentación con tecnología de IED's, mejore la precisión resultante para la medición.

1.3 Revisión bibliográfica de aplicaciones de la tecnología de PMU's en el mundo relacionadas con oscilaciones de la baja frecuencia

Antes se incluyeron referencias del uso de las PMU's en el contexto de las redes inteligentes, a continuación se circunscribe la aplicación de la medición fasorial al campo de las oscilaciones de baja frecuencia.

1.3.1 Tendencias en la investigación

La interconexión creciente de los sistemas de potencia de los diferentes países del mundo y la ubicación de centros de generación alejados de los centros de carga con la consiguiente exigencia para los sistemas de transmisión en términos de longitud y nivel de

cargabilidad, mantienen el tema de la estabilidad de los sistemas de potencia como uno de los retos en la operación de los mismos, siendo de especial interés las oscilaciones de baja frecuencia (0.1 a 3.0 Hz). Así las cosas, las tendencias en la investigación en esta área se pueden clasificar en:

- Los mecanismos para la aparición del fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia
- Los métodos y modelos de análisis para el estudio del fenómeno
- Los factores que influyen dichas oscilaciones
- Las estrategias de control a aplicar

1.3.1.1 Mecanismos del Fenómeno de Oscilación de Baja Frecuencia

No todas las oscilaciones que caen dentro del rango denominado “baja frecuencia”, son iguales, ni en sus características, ni en su localización o en su impacto en el sistema de potencia. De hecho, estas oscilaciones atendiendo a su alcance y extensión, pueden clasificarse de modo general como sigue [40]:

- Oscilación local: Se localiza en la(s) unidad(es) de una central de generación con relación al resto del sistema, el cual se ve como una barra infinita, el rango de frecuencia de la oscilación suele ubicarse entre 0.8 y 4.0 Hz.
- Oscilación entre plantas de generación: Se caracteriza por la oscilación de un grupo aislado de máquinas, su frecuencia de oscilación es típicamente de 1 a 2 Hz.
- Oscilación regional o interárea : Obedece a la oscilación de un grupo apreciable de generadores de una parte del sistema con relación a otras partes del mismo, entre los cuales existe conexión a través de una línea de transmisión generalmente larga, usualmente con un frecuencia de oscilación de 0.1 a 0.7 Hz.

- Oscilación global: Ocurre cuando todas las máquinas dentro un sistema de potencia oscilan con una frecuencia de oscilación típicamente por debajo de los 0.2 Hz.

Según sus características, se pueden tener oscilaciones electromecánicas, como las que se acaban de describir, así como oscilaciones torsionales y de control. Las primeras están asociadas a los componentes rotacionales del sistema turbina-generador y pueden ser causadas por la interacción con los controladores de excitación, los gobernadores de velocidad, los convertidores HVDC y los compensadores estáticos. Las oscilaciones de control están asociadas al generador y su aparición puede estar ocasionada por los mismos elementos que las torsionales.

Entender los mecanismos de aparición, sus causas y los diferentes problemas asociados con cada tipo de oscilación de tal manera que se puedan definir apropiadamente las estrategias de análisis y control, engloba buena parte de la investigación que se ha llevado a cabo en esta área y seguirá seguramente siendo objeto de trabajo futuro, puesto que aún hoy no están entendidos claramente todos los mecanismos que confluyen el fenómeno. En este sentido los estudios se han enfocado por ejemplo a analizar las características de las cargas y su relación con el amortiguamiento de las oscilaciones [42], el modo dominante del fenómeno [14] y [39], las oscilaciones interáreas [43] y [44], así como el papel de los generadores en el fenómeno [45] y [46].

Según [40], hasta ahora las investigaciones sobre estos temas, se han reflejado en conclusiones relacionadas con el amortiguamiento, señalando que los sistemas de excitación, los altos niveles de carga, su transmisión a largas distancias y la interconexión de sistemas eléctricos, impactan negativamente el amortiguamiento.

Cabe señalar, sin embargo aún quedan aspectos por entender con mayor detalle por ejemplo lo que tiene que ver con el comportamiento dinámico del sistema ante grandes disturbios donde las metodologías tradicionales pueden no ser suficientes, así como el mecanismo de resonancia y su participación en el origen de oscilaciones de baja frecuencia.

Otro aspecto sobre el cual continuarán las investigaciones corresponde a las interacciones entre todos los elementos del sistema de potencia, incluyendo aquellos cuyo comportamiento puede ser modelado desde una perspectiva lineal y aquellos con fuertes características no lineales, añadiendo complejidad al análisis pero al mismo tiempo, dadas las características del negocio en que se mueven los sistemas de potencia actuales, con necesidades de respuestas más rápidas y precisas, sobre todo teniendo en cuenta que las oscilaciones de baja frecuencia se ha convertido en uno de los grandes “cuellos de botella”, desde el punto de vista técnico, para la interconexión de sistemas eléctricos y los intercambios de grandes bloques de potencia [47].

1.3.1.2 Métodos de Análisis de las Oscilaciones de Baja Frecuencia

Los métodos de análisis que se han utilizado para el estudio del fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia son diversos, cada uno con sus ventajas y desventajas, que los hacen más o menos apropiados según el objetivo del análisis dado que constituyen un punto de vista diferente y/o complementario según el caso, del comportamiento dinámico del sistema.

Tradicionalmente los datos a analizar han sido de origen off-line, ahora con la posibilidad de contar con información de las unidades de medición fasorial, se tienen datos on-line y la investigación reciente se ha orientado para involucrar este nuevo tipo de datos para realizar análisis que representen mejor el comportamiento dinámico real del sistema durante condiciones previas, durante y posteriores a la ocurrencia de eventos.

Los modelos que se han utilizado para el análisis de oscilaciones de baja frecuencia se clasifican como lineales y no lineales [40]. En el primer caso se tiene el “Análisis de Eigenvalores” que se ha realizado tradicionalmente [1], [2] y [3], donde es posible obtener una visión del comportamiento de pequeña señal del sistema, esto es, su comportamiento linealizado alrededor de un punto de operación ignorando efectos no lineales en el mismo. Este análisis tradicional se ha enriquecido en los últimos años con la disponibilidad de datos provenientes de sistemas WAMS, de tal forma que es posible encontrar numerosas

investigaciones que abordan el análisis de oscilaciones de baja frecuencia utilizando análisis modal con datos de PMU [5] y [14]. La otra forma de abordar el análisis de las oscilaciones de baja frecuencia con métodos lineales es directamente a través del análisis espectral de las señales, destacándose en la literatura relacionada con estas investigaciones la Transformada Discreta de Fourier (DTF) y el método Prony.

Pero es un hecho de que los sistemas de potencia son no-estacionarios, dinámicos y con características cada vez menos lineales, por lo cual se requiere utilizar métodos de análisis no lineales para estudiar las oscilaciones y hallar sus parámetros [47]. Dentro de los métodos utilizados para este propósito se tiene el método de la Transformada de Hilber-Huang (HHT), Wavelet y método de filtrado de Kalman Extendido, con todos los cuales también se ha aprovechado la disponibilidad de datos “online” provenientes de las unidades de medición fasorial instaladas en varios sistemas de potencia eléctrica del mundo.

La teoría matemática que soporta cada uno de estos métodos se explicará en detalle en el capítulo 3 del presente documento. Cabe señalar, además, que cada método tiene sus fortalezas y debilidades y de hecho en muchos casos se complementan en los resultados que se obtienen, por lo que no es extraño que muchos de los trabajos de análisis de oscilaciones de baja frecuencia en los diferentes sistemas de potencia alrededor del mundo, que se reseñan en la literatura, utilicen varios métodos para comparar y/o complementar sus análisis como en [48] donde se utiliza el método de Prony y el análisis de Eigenvalores. En [49] se utiliza una combinación de métodos de análisis lineal y no lineal como son Fourier, Prony, Wavelet y HHT.

Sin duda uno de los métodos más usados es el basado en el algoritmo de Prony y sus versiones mejoradas. Por ejemplo en [12], se resume la aplicación del método Prony a datos obtenidos de PMU's para analizar las oscilaciones de baja frecuencia inter-área que se han presentado entre las redes del “oeste” (centros de generación) al “este” (centros de carga) y las estrategias de control recomendadas a la luz de los resultados obtenidos. En [13] se trata la implementación de un método Prony mejorado, a partir del método estándar, para tratamiento de señales que permite analizar las oscilaciones en un sistema eléctrico, entre ellas las de baja frecuencia. La mejora básica con respecto al análisis

estándar tiene que ver con que no se usa una etapa de pre-procesamiento de datos sino que una vez se ha aplicado el método estándar de Prony en la identificación de los modos de la oscilación, se utiliza un filtro de la mediana como una etapa de post-procesamiento para reducir la desviación estándar de los modos estimados.

Una vez que se ha detectado una oscilación de baja frecuencia en un sistema, es deseable hallar el modo dominante de la misma, de manera que se puedan tomar las acciones necesarias para controlarla, este es el tema expuesto en [39]; en este estudio se utiliza el algoritmo de Prony estándar para hallar el modo dominante de la oscilación, por medio de tres índices basados en la razón entre la amplitud y el coeficiente de amortiguamiento, el modo de Energía y la amplitud con que la onda decae.

En [14] se analizan las oscilaciones inter-área entre la parte central y la occidental de Japón, como un paso para determinar la capacidad de transferencia máxima de potencia para la interconexión entre dichas áreas. Los datos a analizar provienen de 4 PMU's instaladas por par en cada una de las dos grandes áreas bajo estudio; estas PMU's se conectaron a tomacorrientes normales de 100 V desde donde tomaron directamente los datos de las variables eléctricas, se comprobó además que los datos a este nivel de baja tensión no se diferenciaban apreciablemente con aquellos obtenidos en una barra de 500 kV, de modo que el efecto de los cambios de fase entre los diferentes transformadores en la cadena desde el sistema de transmisión hasta la distribución en baja tensión no es un problema, se debe recordar que para efectos del análisis no se usa el ángulo de fase propiamente dicho sino su derivada en el tiempo. El método de análisis utilizado es la transformada rápida de Fourier (FFT) y se realizó así mismo comparación con análisis de Eigenvalores.

Según [47] los análisis basados en la transformada de Fourier tienen ventajas en cuanto a facilidad de implementación, ejecución y "resistencia al ruido", pero no funciona para encontrar características de amortiguamiento y frecuencias instantáneas. Por su parte el método de Prony y sus versiones mejoradas, funcionan para estimar el modo y el amortiguamiento de la oscilación, pero el proceso de cálculo es lento por lo cual los análisis suelen tener un carácter off-line y su "resistencia al ruido" no es buena.

En cuanto a los métodos no lineales, en [15] se analiza el uso de un método basado en técnicas adaptativas de filtrado de Kalman, donde en primera instancia se seleccionan las señales para detectar el modo dominante de la oscilación, a partir de un análisis modal, y luego se aplica el modelo propuesto en el estudio para obtener datos de amortiguamiento, con una gran velocidad de cálculo y capacidad de adaptación dependiendo de la señal de entrada, dentro de un proceso iterativo, siendo clave para la obtención de buenos resultados, escoger adecuadamente el orden del modelo.

En [47] el método no lineal escogido para calcular los parámetros de una oscilación de baja frecuencia está basado en la transformada Hilbert-Huang (HHT), con la cual básicamente se descompone la señal de entrada en un número finito de IMF's (Funciones de Modo Intrínseco) por medio del proceso de Descomposición de Modo Empírico, EMD, de tal forma que se pueden calcular los parámetros instantáneos de frecuencia, amplitud y amortiguamiento del IMF dominante por medio de la transformada de Hilbert (HT).

En el invierno de 2004 se presentó un fenómeno de oscilación inter-área importante en el sistema interconectado mexicano que terminó en deslastre de carga y salidas de subestaciones importantes. El análisis de las oscilaciones ocurridas durante este evento se aborda en [49] a través de varias herramientas de análisis no lineal, HHT y Wavelet, debido a que la naturaleza dinámica del evento y los cambios de condiciones con salidas de subestaciones y cambios de carga y generación definen que es la mejor aproximación para entender dicho evento en particular. Durante el análisis no estacionario, el estudio ubica 4 ventanas de tiempo que a su vez se subdividen en intervalos más pequeños para investigar las características específicas de las oscilaciones en dicho intervalo. De esta forma es posible ubicar puntos de operación casi estacionarios y lineales, donde es posible utilizar métodos como análisis espectral de Fourier y Prony, con esta visión integral del evento ha sido posible caracterizar el comportamiento dinámico espacio-temporal del sistema, de tal forma que al entender el fenómeno se avanza en la determinación de causas subyacentes y los casos en que la interacción de los modos podrían llevar al sistema a una condición de inestabilidad, permitiendo también ajustar los modelos con que se analiza el sistema de potencia.

El último estudio reseñado es un ejemplo de la visión integral con que debe ser abordado el análisis de las oscilaciones de baja frecuencia, dado que, como se ha anotado antes, cada método tiene sus fortalezas y debilidades que los hacen más o menos adecuados para una situación en particular. En el caso del método explicado en [15], basado en las técnicas de filtrado de Kalman, se le reconoce su alta velocidad y su capacidad de adaptación pero escoger adecuadamente el orden del modelo puede llegar a ser complicado, algo similar ocurre con el uso del método Wavelet, donde puede llegar a ser difícil elegir la adecuada función de base [47].

En cuanto al método HHT tradicional, tiene algunas limitaciones también, como son el hecho de que en las señales de baja frecuencia el “Efecto Fin”, causado por la Descomposición de Modo Empírico (EMD), es evidente; la otra debilidad es que la intermitencia de las señales ocasiona la aparición de la “mezcla de modos”, que se refiere a señales de escala disparada o a una señal de escala similar que se encuentra en varios IMF's, aunque se han analizado acciones para resolver estos problemas, estas limitaciones no han sido resueltas del todo.

1.3.1.3 Factores de Influencia en el Fenómeno de Oscilación de Baja Frecuencia

Para referirse a los factores que influyen el fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia se deben buscar dentro del sistema de potencia en sí tanto como fuera de él. Específicamente, se tiene la estructura del sistema de potencia, sus parámetros, la composición de su carga y su modo de operación. En este sentido se ha evidenciado que los enlaces débiles en el sistema de transmisión entre las áreas de generación y las de carga, favorecen la aparición de oscilaciones de baja frecuencia [40], [47] y [48]. Otro aspecto importante a considerar tiene que ver con los sistemas de excitación de las unidades de generación que ocasionan que las características de amortiguamiento del sistema se vean afectadas negativamente, favoreciendo enormemente las posibilidades de ocurrencia de las oscilaciones de baja frecuencia. Las investigaciones en este sentido, como [50], se han dirigido no solo a revisar el efecto en el fenómeno de los sistemas de

excitación que ya han sido mencionados, sino a otros sistemas del generador como los gobernadores y las turbinas.

El otro factor a tener en cuenta es la carga: su estructura, su cantidad y su comportamiento, también afectan las oscilaciones de baja frecuencia. En [42] se estudia, utilizando análisis modal, los efectos de modelar la carga de diferentes formas (potencia constante, impedancia constante y corriente constante) y de considerar mayores niveles de carga en los diferentes nodos del sistema analizado. Este aumento de carga se realiza progresivamente y se van calculando los eigenvalores en cada caso, de tal manera que se va evidenciando la aparición de los eigenvalores con amortiguamiento negativo conforme se va aumentando la demanda y por ende se elevan las exigencias en los sistemas de generación y transmisión para suplirla. En cuanto al efecto de los diferentes modelos de carga, el análisis consideró condiciones nominales de carga y para el caso de potencia constante, el sistema permaneció estable, mientras que al considerar las cargas como impedancia constante y corriente constante, se presentaron eigenvalores con amortiguamiento negativo, permitiendo identificar condiciones de inestabilidad.

En [43] se analiza un sistema de potencia después de ocurrido un evento, salida de varios circuitos, en términos de su amortiguamiento. Para esto se utiliza un índice que es inversamente proporcional al amortiguamiento del modo inter-área, de tal forma que entre más alto este índice es, más severa es la contingencia analizada y si el amortiguamiento es cero o negativo, el sistema es inestable por tanto el análisis post-contingencia ya no es necesario.

1.3.1.4 Estrategias de Control

Todos los análisis que se han mencionado antes contribuyen a conocer el comportamiento del sistema de potencia desde un punto de vista estacionario y dinámico, dicho conocimiento se deberá traducir en estrategias de control efectivas para los subsistemas de generación y transmisión.

En el caso de los sistemas de transmisión se tienen por ejemplo los equipos asociados a sistemas de transmisión de AC flexible FACTS, con los cuales pueden controlar los intercambios de potencia para prevenir oscilaciones de baja frecuencia, tal como se recoge en [51], donde se analiza la utilización de un convertidor de fuente de tensión (VSC) para atenuar oscilaciones de baja frecuencia permitiendo mejorar las transferencias de potencia por las líneas de transmisión.

Otro ejemplo de estudios adelantados con el objetivo de definir estrategias de control y ajuste de equipos con este propósito, lo constituye [45] donde se examina la efectividad para amortiguar las LFO's (Low Frequency Oscillations) de un estabilizador (PSS) conectado al excitador y /o al gobernador de un generador sincrónico aislado.

1.3.2 Desarrollo por países

La investigación del problema de las oscilaciones de baja frecuencia no es nueva, según se recoge en [40], data de los años 50, cuando la antigua Unión Soviética desarrolló un equipo de control de excitación para controlar las oscilaciones de frecuencia en su sistema de transmisión.

Así mismo el tema de inestabilidad y apagones en los sistemas de potencia alrededor del mundo tampoco es reciente, desde mediados de 1960 se han reseñado estos eventos que atentan contra la seguridad en el suministro de energía eléctrica. En los apagones de la red de WECC (1996) y en Estados Unidos y Canadá (2003), así como en otros apagones más recientes en Europa, los análisis post-falla han determinado como una de las principales razones de los mismos, debilidades en el monitoreo de las condiciones dinámicas así como la definición y aplicación de estrategias efectivas de control de los sistemas de potencia bajo dichas condiciones [52] y [35].

Actualmente el mayor número de investigaciones por país en cuanto al tema de aplicaciones de los datos de las PMU's para realizar análisis, control y protección de sistemas de potencia y más específicamente lo relacionado con las oscilaciones de baja frecuencia, se pueden encontrar en China. Esto se explica por varias razones: debido a su

gran crecimiento demográfico y económico, posee uno de los sistemas de potencia más grandes y complejos del mundo [52], de hecho para el año 2010 la capacidad de generación instalada alcanzaba el orden de 950 GW, la segunda más grande del mundo. Además la estructura de su sistema de potencia ha evolucionado hasta contar con varios de los factores que se han mencionado previamente como “facilitadores” para la aparición de oscilaciones de baja frecuencia: grupos de generación instalados lejos de los centros de carga y líneas de transmisión de alta y extra-alta tensión altamente cargadas.

El sistema de potencia de China dentro de su capacidad instalada tiene alrededor de 65 GW de generación eólica, cuya interacción con el resto del sistema de potencia lo ha convertido en un sistema complejo, con un comportamiento dinámico cada vez más complicado con dificultades técnicas muy particulares para mantener su seguridad [54] y [55].

Según [52], en el sistema de potencia de China se han instalado más de 1000 PMU's desde la pasada década, por lo que la cantidad de datos disponibles para análisis es considerable, lo cual explica el elevado número de investigaciones relacionadas. De hecho, todos los centros de control del país, excepto en la zona del Tíbet, tienen aplicaciones WAMS, donde se han realizado investigaciones e implementaciones de funciones como:

- Validación de modelos
- Estimación de parámetros
- Estimador de estado híbrido
- Identificación, monitoreo y alarma de oscilaciones de baja frecuencia

Así mismo, se han efectuado proyectos pilotos de WADC (Wide Area Damping Control) y WAPS (Wide Area Protection System), donde se ha evidenciado que si bien los esfuerzos investigativos han sido muy valiosos aún falta mucho camino para poder integrar de forma

adecuada la información proporcionada por diferentes equipos de adquisición de datos dentro de una estrategia completa de monitoreo, alarma y control del sistema; en este contexto una de las principales restricciones por superar es el comportamiento de las PMU's en condiciones dinámicas, donde se han evidenciado respuestas no deseadas por lo que se sugieren, entre otras acciones: verificación de consistencia de medidas, continuar investigando el comportamiento de los fasores en estados dinámicos y definición de rutinas adecuadas de prueba y calibración no solo en estado estable.

Según se incluye en [53] en 2006, los grupos de trabajo del CIGRE, visualizaban como tareas principales en la investigación con PMU's el mejoramiento del control de tensión secundaria, el incremento del amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia, el control de estabilidad de Tensión, el control de estabilidad térmica y la protección de estabilidad transitoria de área amplia. Se explica además que dado que los datos de las PMU's pueden reflejar directamente el comportamiento del sistema de potencia sin importar modelos o conocimientos previos del mismo, la tendencia ha sido evitar el uso de modelos cuando se aplican datos de PMU's. Se detallan como funciones implementadas o por implementar en China, las siguientes:

- Monitoreo en tiempo real de la dinámica del sistema: alertas en temperaturas de conductores, Tensión, ángulo y frecuencia, supervisión de armónicos, componentes asimétricas, calidad de potencia dinámica, generación distribuida, señales de control y protección, registro de eventos, etc.
- Identificación de características de operación anormales y detalles de condiciones de falla, incluyendo localización de las mismas y protección de respaldo de área amplia.
- Análisis de comportamiento dinámico incluyendo caracterización de las oscilaciones de baja frecuencia (modos, amortiguamiento, etc.), valoración de estabilidad cualitativa, identificación de grupos coherentes y modos inestables, reconocimiento de centros de oscilación y sus transferencias, coordinación de esquemas de deslastre de carga y definición del momento de separación de sistemas.

- Análisis post-mortem y de evolución de eventos
- Validación de parámetros y modelos matemáticos
- Soporte para estrategias de toma de decisiones en procesos de separación en islas, control complementario remoto, predicción y control de inestabilidad de Tensión y/o frecuencia, mejorando el diagnóstico de fallas.

Aunque las funcionalidades antes mencionadas son muy importantes, su aplicabilidad y perspectiva, en algunos casos, no ha estado exenta de controversia, básicamente en lo que involucra predecir trayectorias durante un estado dinámico y definir realmente el efecto de las acciones de control en los análisis dado que las PMU's no pueden reflejar los efectos de una acción de control ficticia. Así las cosas, los sistemas de medida de área amplia (WAMS) aún no han sido utilizados con todo su potencial en las áreas de estabilidad y control, básicamente porque no ha habido muchos avances en el tratamiento de datos provenientes de PMU's, las herramientas de minería de datos se han limitado a 3 o 4 métodos además no hay métodos para asociar los datos de PMU's con simulaciones dinámicas y el tiempo de retraso en la red de comunicaciones y sus incertidumbres, no pueden ser despreciados.

Pero no solo en China se han realizado investigaciones y proyectos pilotos, si bien es innegable que este país es el más adelantado, en cuanto a número de investigaciones y alcance de las mismas, existen otros países como Japón, Singapur y Malasia donde se han realizado análisis de datos extraídos de PMU's particularmente en lo que concierne a oscilaciones de baja frecuencia. Por ejemplo, en [14] se realiza un análisis del modo de oscilación inter-área entre las zonas central y occidental de Japón, que permite determinar la capacidad de transferencia en la línea de interconexión entre ambas áreas. Singapur y Malasia están unidos a través de una línea de transmisión de 500 kV a 50 Hz, en [56] se utilizan los datos de dos PMU's instaladas a ambos lados de la línea para caracterizar las oscilaciones y extraer el modo dominante.

Por otro lado, el sistema interconectado de Europa es el más grande del mundo, se extiende desde Grecia hasta la península ibérica por el sur, desde Dinamarca y Polonia al norte y hasta el borde del Mar Negro al este, atiende 450 millones de usuarios en 24 países con un pico alrededor de 400 GW y opera de un modo descentralizado. Hasta hace unos años este sistema no había presentado eventos importantes de oscilaciones de baja frecuencia, sin embargo durante los últimos años, después de la extensión del sistema a países como República Checa, Hungría, Eslovaquia y Polonia, así como de la conexión denominada “UCTE Segunda Zona”, que comprende los países de los Balcanes, el fenómeno de oscilaciones de baja frecuencia se ha observado en el sistema europeo con dirección este-oeste y se prevé que siga evolucionando debido entre otras razones a la creciente instalación de generación incluyendo la eólica y la adición de Turquía al sistema interconectado. A través de análisis modal en [57] se identifican dos modos principales de oscilación, alrededor de 0.2 y 0.3 Hz respectivamente.

En el tema de análisis de oscilaciones de baja frecuencia en Latinoamérica se pueden citar trabajos en México [49] y Brasil [58], donde se describe el evento ocurrido en el sistema eléctrico de Brasil (BIPS) el 10 de Noviembre de 2009 que ocasionó un 40% de pérdida de carga, los datos para el análisis fueron obtenidos de los prototipos de PMU's ubicados en 9 universidades del país, cubriendo todas las áreas geo-eléctricas.

La **Tabla 1-5** muestra un resumen del avance de proyectos que se están adelantando alrededor del mundo, incluyendo el proyecto colombiano donde, el operador del sistema ha buscado la cooperación con universidades en Colombia y en el exterior.

APLICACIONES PMU	COLOMBIA	NORTE AMERICA	EUROPA	CHINA	INDIA	BRASIL	RUSIA
Análisis Post-Falla	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Planeación	Prueba	Realizado
Monitoreo de estabilidad	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado	Planeación	Planeación	Realizado
Monitoreo de sobrecarga térmica	Planeación	Realizado	Realizado	Realizado	Planeación	Planeación	Realizado
Restauración SEP	Planeación	Realizado	Realizado	Realizado	Planeación	Planeación	Planeación
Validación de modelos	Próximos Desarrollos	Realizado	Realizado	Realizado	Planeación	Prueba	Realizado
Estimación de estados	Próximos Desarrollos	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación
Control en tiempo real	Próximos Desarrollos	Prueba	Prueba	Prueba	Planeación	Planeación	Planeación
Protección adaptativa	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación	Planeación
Estabilidad de gran área	Planeación	Prueba	Prueba	Prueba	Planeación	Planeación	Planeación

Tabla 1-5 Desarrollos con PMU's en diversas partes del mundo

2. Oscilaciones de baja frecuencia

2.1 Oscilaciones en el sistema de potencia

El problema de las oscilaciones en sistemas de potencia está fuertemente ligado a los conceptos de estabilidad y, por ende, de seguridad de los mismos. En [32] se define la “estabilidad de un sistema de potencia” como la habilidad que le permite permanecer en un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación o volver a un estado de equilibrio aceptable luego de haber sido sometido a una perturbación.

Por su parte, la inestabilidad aunque es un problema único, puede manifestarse de diferentes maneras dependiendo de la configuración del sistema y su modo de operación: la versión más aceptada para determinar que un sistema es “estable” es el hecho de que las máquinas de generación del mismo permanezcan en sincronismo o “in step” como coloquialmente se conoce esta condición en inglés, de la cual se dice que está influenciada por la dinámica de los ángulos del rotor de los generadores y las relaciones potencia-ángulo. Sin embargo, es posible encontrar una condición de inestabilidad sin pérdida de sincronismo, por ejemplo en el caso de colapso de tensión debido a la alimentación de cargas grandes a través de sistemas de transmisión débiles.

¿Por qué oscila un sistema de potencia?, esta es la primera pregunta que cabría hacer al analizar el fenómeno de las oscilaciones en sistemas de potencia. Según [32], la razón de fondo es el desbalance de torque entre el torque mecánico de entrada al grupo turbina-generador y el torque eléctrico de salida. Mientras el torque mecánico de entrada es controlado por la turbina y sus controles como el gobernador, el torque eléctrico de salida es determinado por los controles del generador, como el AVR y el sistema de potencia alimentado (cargas conectadas), este torque dinámico puede causar variaciones en el

amortiguamiento de las oscilaciones, impactándolo de manera positiva o negativa. Las oscilaciones resultantes de este desbalance entre los torques de entrada y salida, constituyen uno de los fenómenos más importantes que ocurren en sistemas dinámicos. Se dice que un sistema oscila cuando tiene una solución periódica no trivial para $T > 0$:

$$x(t + T) = x(t), \forall t > 0$$

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. Cuando se hace referencia a una perturbación grande se considera un evento tal como un corto circuito, la pérdida de una línea, la desconexión de carga importante por su capacidad o su ubicación, de una unidad de generación, y cuando se habla de una perturbación pequeña se considera un evento tal como los cambios pequeños en la carga del sistema, que suelen ocurrir a lo largo del día

2.2 Clasificación de la estabilidad – tipos de oscilaciones

Dados que los estudios de estabilidad abarcan un 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. La **Figura 2-1** muestra la clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia, basados en los conceptos expuestos en [32]:

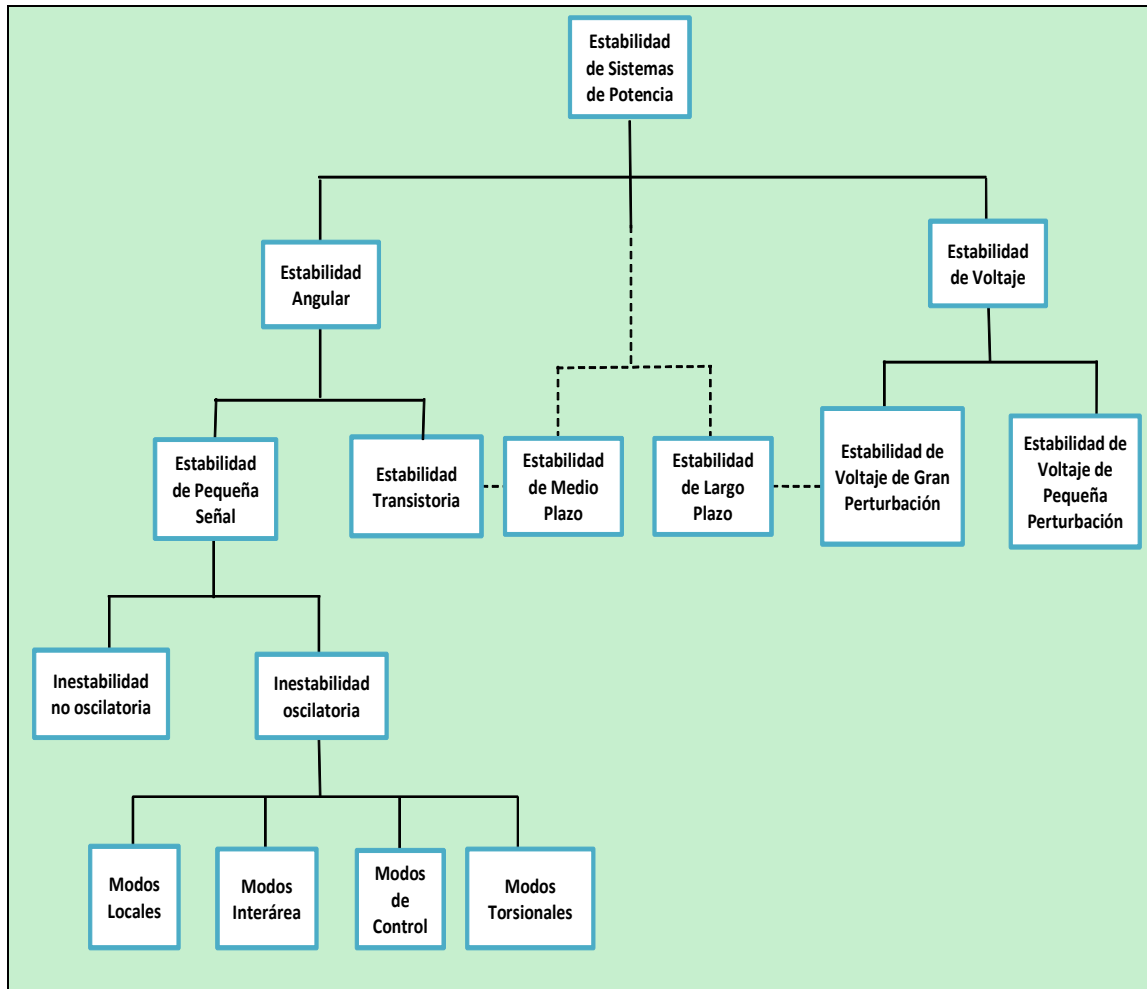


Figura 2-1 Clasificación de la Estabilidad en Sistemas de Potencia

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, **Figura 2-2**, incluyendo explícitamente la estabilidad de frecuencia y las ventanas de tiempo generales asociadas a cada fenómeno [60]:

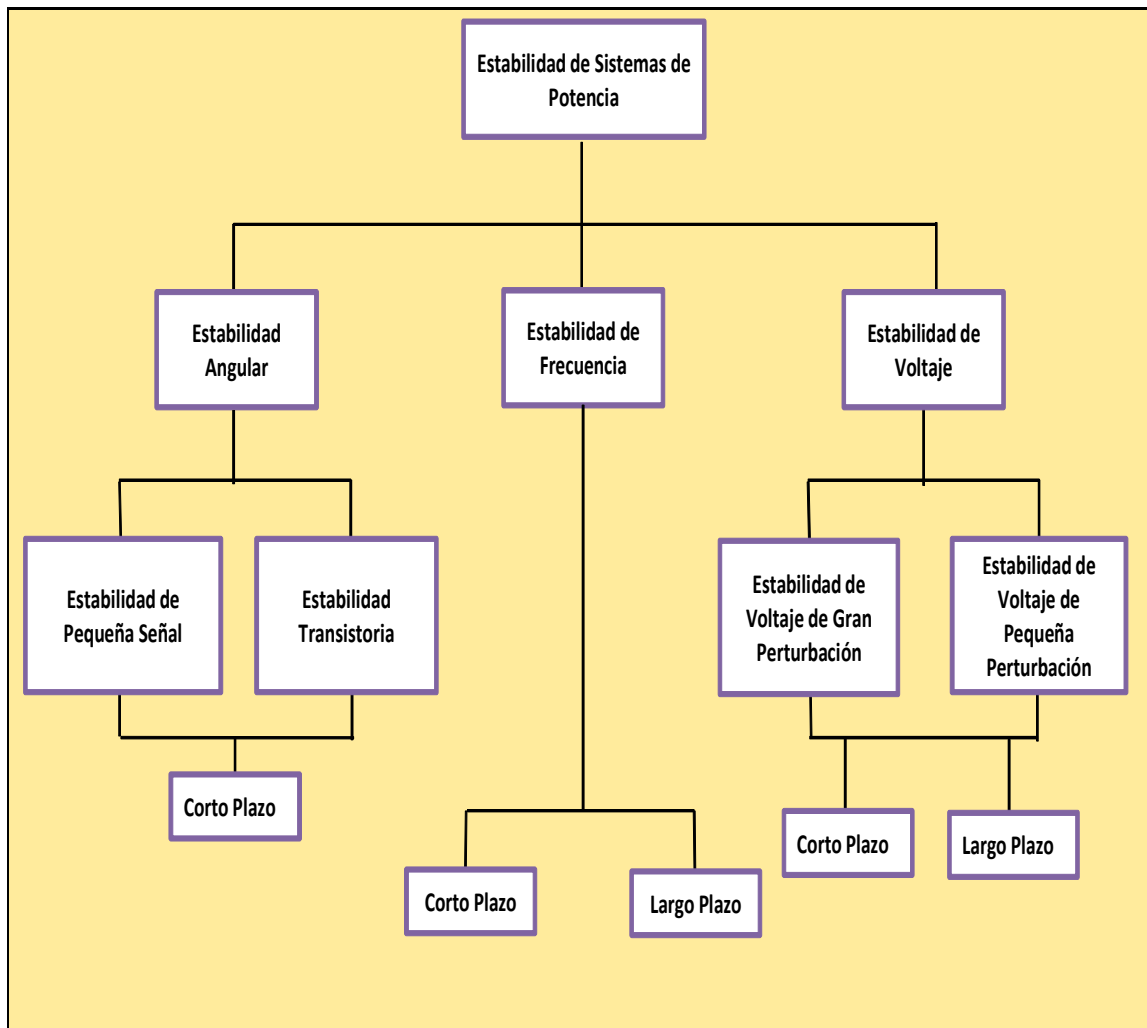


Figura 2-2 Clasificación de la Estabilidad en Sistemas de Potencia

Específicamente el tema de las ventanas de tiempo de los fenómenos y, por ende, de los análisis, es otro de los aspectos de interés en los estudios de estabilidad. Según las ventanas de tiempo de ocurrencia y desarrollo de los fenómenos con relación a las características de los mismos, podemos hablar de las clasificaciones mostradas en la **Figura 2-3** y la **Figura 2-4**, tomadas de [59] y [61], respectivamente:

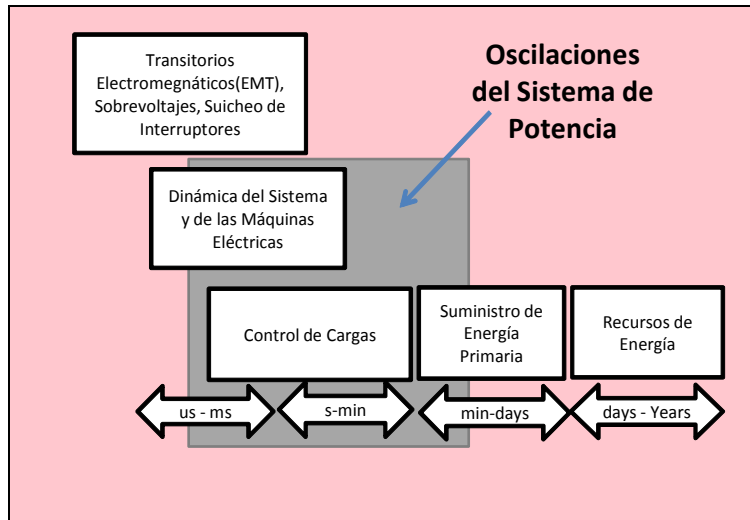


Figura 2-3 Clasificación de los Fenómenos según Ventana de Tiempo

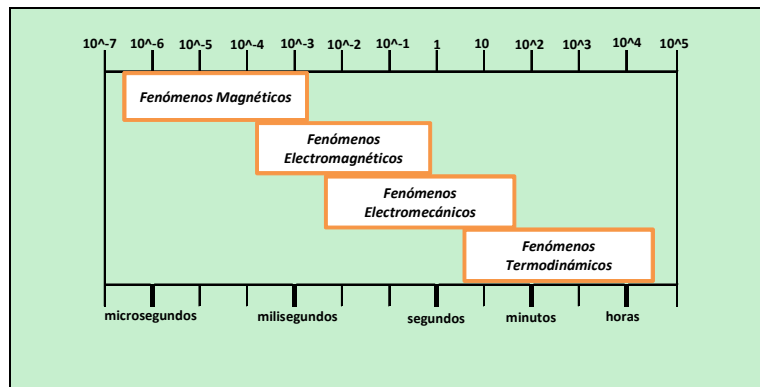


Figura 2-4 Agrupación en el Tiempo de las Dinámicas de un Sistema de Potencia

Según las características físicas de los diferentes fenómenos, se pueden agrupar en magnéticos, electromagnéticos, electromecánicos y termodinámicos como se muestra en la **Figura 2-4**. 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. De hecho, moviéndose de izquierda a derecha en la **Figura 2-4** se puede encontrar una relación con el lugar donde ocurren las dinámicas. Así, los fenómenos comienzan en los circuitos RLC de las líneas de transmisión, pasando por los devanados de armadura, campo y amortiguadores del generador, luego por el rotor del generador a la turbina hasta finalmente llegar a los subsistemas termodinámicos de las plantas térmicas.

2.3 Método de Análisis de oscilaciones de baja frecuencia

El fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia hizo su aparición con la interconexión de generadores a los sistemas de potencia a través de líneas largas de transmisión y empezó a convertirse en un problema para los ingenieros de sistemas de potencia, en esta etapa el fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia fue conocido como una variación periódica de la velocidad. Entre los problemas encontrados en esa época estaba el hecho de que los generadores que alimentaban pequeñas cargas eran susceptibles a sufrir las llamadas variaciones periódicas, y por otro lado cuando los generadores síncronos eran sobrecargados tendían a perder sincronismo en una inestabilidad monótona o no oscilatoria, estos dos fenómenos fueron definidos con el nombre de “Estabilidad en estado estacionario”. Las oscilaciones de baja frecuencia eran debidas a un inadecuado par de amortiguamiento y la inestabilidad no oscilatoria era provocada por un inadecuado par de sincronización. Después de estudiar diferentes métodos analíticos para predecir la estabilidad de los sistemas de potencia, se introdujeron devanados de amortiguamiento y demostraron ser eficaces en la prevención de las oscilaciones de baja frecuencia [72].

A mediados del siglo XX, las compañías de suministro eléctrico encontraron que podían lograr mayor confiabilidad y mejorar la economía mediante la interconexión con otras compañías, mediante líneas de transmisión que podían llegar a ser muy largas, con las cuales las oscilaciones de baja frecuencia fueron aumentando nuevamente. Sin embargo, en algunas ocasiones el bajar la ganancia de los convertidores automáticos de tensión fue suficiente para realizar una interconexión exitosa.

Actualmente, los sistemas de potencia eléctricos son cada vez más complejos de tal manera que las oscilaciones de baja frecuencia siguen siendo un fenómeno vigente que, dependiendo de su evolución, pueden comprometer la seguridad de los mismos. De hecho aumentos relativamente pequeños en los MW involucrados en el fenómeno pueden hacer la diferencia entre lograr o no el amortiguamiento del sistema.

Así las cosas, cada vez se hacen más necesarias las herramientas especializadas de análisis de manera que la naturaleza de cada oscilación pueda ser entendida, así como los aspectos del rendimiento del sistema dinámico. La mayoría de estas herramientas pueden ser clasificadas en dos grupos básicos:

- Análisis Modal
- Identificación Modal

2.3.1 Métodos de análisis modal

Los métodos de análisis modal involucran la determinación de los modos característicos de oscilación a partir de un modelo lineal del sistema alrededor de un punto de operación específico. Esta clase de análisis es usado para 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.

El análisis modal utiliza técnicas de eigenvalores para determinar la estabilidad ante pequeños disturbios. Este método forma la matriz de estado del sistema y entonces usa una subrutina para el cálculo de los eigenvalores de la matriz. Este análisis está basado 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 eigenvalores de la matriz de estado (las raíces de la ecuación característica del sistema lineal de primeras aproximaciones) [73], en resumen:

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

2.3.1.1 Formulación

A continuación se describen de modo general las ecuaciones del modelo del sistema, que como se sabe representan la red de transmisión y los dispositivos dinámicos del mismo [73].

$$\frac{dx}{dt} = f(x, v, d) \quad (12)$$

$$0 = g(x, v) \quad (13)$$

$$y = h(x, v) \quad (14)$$

Donde:

x : Vector de variables de estado

v : Vector de tensiones de red

d : Vector de disturbios o entradas de control

y : Vector de salidas monitoreadas de control o información

f : Representa las características dinámicas no lineales de los componentes de la dinámica del sistema

g : Representa las ecuaciones de la red no lineales

h : Representa la ecuación de salida no lineal

En el análisis modal, el conjunto anterior de ecuaciones es linealizado alrededor de un punto de operación utilizando las series de Taylor que expanden a f y g , para el primer término. Por tanto, en el estado estacionario, el punto de operación es definido por x_0 y v_0 , entonces $f(x_0, v_0)$ y $g(x_0, v_0)$ son cero.

Entonces las ecuaciones linealizadas son:

$$\frac{d\Delta x}{dt} = \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial v} \Delta v + \frac{\partial f}{\partial d} \Delta d \quad (15)$$

$$0 = \frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g}{\partial v} \Delta v \quad (16)$$

$$\Delta y = \frac{\partial h}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial h}{\partial v} \Delta v \quad (17)$$

O bien:

$$\frac{d\Delta x}{dt} = A_d \Delta x + b_{dv} \Delta v + b_{dd} \Delta d \quad (18)$$

$$0 = C_d \Delta x + Y_n \Delta v \quad (19)$$

$$0 = C_0 \Delta x + K_n \Delta v \quad (20)$$

Estos son los puntos de partida del análisis modal, aunque la forma en cómo se representan por lo general depende del tamaño del modelo del sistema de potencia que está siendo analizado, puesto que las ecuaciones incluyen gobernadores, dispositivos dinámicos y las ecuaciones estáticas de la red de transmisión.

2.3.1.2 Eigenvalores

Los valores característicos o eigenvalores son las soluciones no triviales de la ecuación característica correspondiente a la ecuación de estado:

$$\det(A - \lambda_i I) = 0 \quad (21)$$

Entonces $e^{\lambda_i t}$ satisface las ecuaciones de estado, con la entrada de disturbio cero. Tomando en cuenta que la matriz A siempre será real para el tipo de análisis que se llevará a cabo, los eigenvalores de ésta pueden ser reales o complejos conjugados. Para que el sistema sea estable, las partes reales de los eigenvalores 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 que este dominará la dinámica del sistema, en cuyo caso, el sistema es inestable.

En el caso de obtener eigenvalores reales puros, estos indicarán modos aperiódicos. Si por el contrario, tenemos modos complejos de la forma $\sigma \pm j\omega$, la amplitud del modo variará de la forma $e^{\sigma t}$ y la frecuencia de oscilación será $\omega/2\pi$. Un parámetro de interés que se tiene para los modos complejos es la relación de amortiguamiento ζ misma que determina la relación de decaimiento de la amplitud de oscilación. En términos de los eigenvalores, la relación de amortiguamiento es definida así:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (22)$$

Otro parámetro relacionado a los eigenvalores es la constante de tiempo de decaimiento, la cual es descrita por $1/|\sigma|$ e indica que la amplitud decae a $1/e$ ó 37% de la amplitud inicial en $1/|\sigma|$ segundos o en $1/(2\pi\zeta)$ ciclos de oscilación. No obstante y debido a que se estará tratando con modos oscilatorios los cuales estarán ubicados en un amplio rango de frecuencias, se considera más adecuado expresar el grado de amortiguamiento por medio de la relación de amortiguamiento en por ciento.

2.3.1.3 Ventajas y Desventajas del Análisis Modal

El análisis modal es ideal para la investigación de problemas asociados con oscilaciones. La estabilidad de cada modo está claramente identificada y separada por los eigenvalores correspondientes. Así también, la forma del modo y las relaciones entre diferentes modos y variables del sistema o parámetros son identificadas sin ambigüedades. Existen varios problemas donde el uso del análisis modal es acertado, el primero de ellos es el relacionado con la estabilidad de los controles asociados a los generadores y otros dispositivos dinámicos, el otro se refiere a la capacidad de distinguir entre oscilaciones

cuya magnitud decae con el tiempo y aquellas cuya magnitud se mantendrá constante o incluso crecerá [73].

Dentro de las ventajas en el uso de los eigenvalores se cita la alta precisión por medio del método QR; Este método consiste básicamente en la descomposición de una matriz \mathbf{A} en dos matrices: una ortonormal (\mathbf{Q}); y una triangular superior (\mathbf{R}), en donde $\mathbf{A} = \mathbf{Q} * \mathbf{R}$. Asimismo, \mathbf{R} debe ser invertible pues en caso contrario $\mathbf{R}\mathbf{x} = \mathbf{0}$ tendrá infinitas soluciones y por ende también $\mathbf{Q}\mathbf{R}\mathbf{x} = \mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{0}$, contradiciendo el hecho de que las columnas de \mathbf{A} son linealmente independientes. Toda matriz tiene descomposición \mathbf{QR} . Sin embargo este método limita el estudio a sistemas de hasta 800 variables de estado. Esto último es debido a que el método QR requiere de grandes cantidades de almacenamiento de memoria, ya que está es proporcional al cuadrado del número de generadores y a la dimensión del espacio de estado matricial, a la vez el tiempo de cálculo es proporcional al cubo de esta misma variable [73].

Una desventaja consiste en que la técnica de análisis modal convencional obtiene los eigenvalores a partir de una matriz de estado que no tiene una estructura especial que pueda ser explotada de tal forma que sea posible analizar sistemas muy grandes y complejos [73]. Así las cosas, el análisis con eigenvalores y los análisis en el dominio del tiempo, como es el caso del método Prony, se usan complementariamente.

2.3.2 Métodos de identificación modal

En los SEP's actuales existe la posibilidad de que al suceder algún evento, se pueda contar con la medición del comportamiento transitorio del sistema. Para extraer los diferentes modos de oscilación presentes en estas mediciones, es necesario usar herramientas especiales de identificación modal [74].

Debido a que tales herramientas pueden ser usadas tanto para mediciones o simulaciones de algún SEP, también son muy útiles en el proceso de validación de modelos lineales y no lineales contra el comportamiento observado en el sistema y en comparación con los métodos de análisis modal, los métodos de identificación modal son

técnicas más experimentales, por lo que no existe una guía estándar que muestre para qué casos esta clase de métodos tengan mejores resultados [74].

Un aspecto interesante acerca de los métodos de identificación modal es que también permiten la determinación de modelos estructurados de SEP's y dispositivos de control. Esto último puede ser necesario en el caso de que un dispositivo tenga no linealidades inherentes o características que no puedan ser completamente resueltas mediante un análisis convencional, un ejemplo de esto es la identificación de modelos de parámetros concentrados para un generador de CA a partir de mediciones de la respuesta de la frecuencia en línea [74].

Dentro de las muchas herramientas de análisis de señales disponibles, tenemos el análisis de Fourier y el análisis de Prony [74].

2.3.2.1 Análisis de Prony

2.3.2.1.1. Introducción

Este método tuvo su origen cuando Gaspard Richie, Baron de Prony, en 1795 analizando los efectos de la presión del vapor del alcohol observó que las combinaciones lineales de exponenciales complejas obedecían a recursiones lineales homogéneas y que estas podían usarse para interpolar o ajustar datos. El análisis de Prony, tuvo que esperar la aparición de la computadora digital y medios adecuados para tratar con problemas matemáticos inherentemente mal condicionados [75].

Fundamentalmente, el análisis de Prony es un método para ajustar de forma óptima un modelo lineal, consistente en una combinación lineal de términos exponenciales, a un número finito de muestras de una señal espaciada igualmente en el tiempo. Este análisis tiene la ventaja de que puede ser aplicado, ya sea al resultado de una simulación o a una medición en campo de la respuesta característica de un sistema, como es el caso del presente proyecto.

El análisis de Prony se relaciona con el de Fourier ya que los dos se pueden expresar como suma de exponenciales. El método de Prony es capaz de estimar directamente la frecuencia, también es posible conocer el amortiguamiento, la magnitud y la fase relativa de las componentes modales identificadas en una señal dada. Como resultado de que la mayoría de las respuestas de un sistema tienen la forma de un transitorio debido a un disturbio o a una entrada tipo pulso, el análisis de Prony se ha convertido en una herramienta estándar para los ingenieros que trabajan con los sistemas de potencia [75].

2.3.2.1.2 Descripción del Método

Un sistema dinámico invariante en el tiempo y lineal con valores iniciales $x(t_0) = x_0$ en el tiempo t_0 , se comportará según la siguiente ecuación diferencial [76]:

$$\dot{x} = Ax \quad (23)$$

La cual tiene una solución en términos de sus matrices residuales:

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^n R_i x_0 e^{\lambda_i t} \quad (24)$$

Para M muestras complejas, el modelo exponencial propuesto es:

$$\hat{x}(n) = \sum_{k=1}^p A_k e^{[(\alpha_k + j2\pi f_k)nT + j\theta_k]} \quad (25)$$

$$0 \leq n \leq N - 1$$

O también:

$$\hat{x}(n) = \sum_{k=1}^p h_k z_k^n; 0 \leq n \leq N - 1 \quad (26)$$

Donde:

$$h_k = A_k e^{j\theta_k} \text{ Amplitud Compleja} \quad (27)$$

$$z_k = e^{(\alpha_k + j2\pi f_k)T} \text{Exponencial Compleja (28)}$$

Donde p , es el número de exponenciales complejas, T es el período de muestreo en segundos, A_k es la amplitud de la exponencial compleja, α_k es el factor de amortiguamiento en segundos f_k es la frecuencia en Hz, y θ_k es la fase en radianes.

De acuerdo con la **Ecuación 26** existen $2p$ parámetros desconocidos es decir $h_1, h_2 \dots h_p, z_1, z_2 \dots z_p$. O sea que requieren $N = 2p$ muestras $x(1) \dots x(2p)$ para obtener las $2p$ incógnitas. La **Ecuación 26** puede expresarse en la siguiente forma, para $0 \leq n \leq p-1$:

$$\begin{bmatrix} x(0) \\ x(1) \\ \vdots \\ x(N-1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_1^0 & z_2^0 & z_p^0 \\ z_1^1 & z_2^1 & z_p^1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & z_p^{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} h_1 \\ h_2 \\ \vdots \\ h_p \end{bmatrix} \quad (29)$$

La contribución de Prony consistió en descubrir la forma de desacoplar h_k y z_k utilizando las p muestras restantes. La clave está en demostrar que la **Ecuación 30** es la solución de una ecuación diferencial $\varphi(z)$ de coeficientes constantes (**Ecuación 31**).

$$\hat{x}(n) = \sum_{k=1}^p h_k z_k^n; \quad p \leq n \leq p-1 \quad (30)$$

$$\varphi(z) = \prod_{k=1}^p (z - z_k) = z^p + a(1)z^{p-1} + a(2)z^{p-2} + \dots + a(p) = 0 \quad (31)$$

Si los productos de la **Ecuación 31** se expanden en una serie de potencias, entonces el polinomio puede representarse así:

$$\varphi(z) = \sum_{m=0}^p a(m)z^{p-m} = 0 \quad (a(0) = 1) \quad (32)$$

Multiplicando la **Ecuación 30** por $a(m)$, reemplazando n por $n-m$ y sumando para $n=0,1,2 \dots p$, se tiene:

$$\sum_{m=0}^p a(m)x(n-m) = \sum_{m=0}^p a(m) \sum_{k=1}^p h_k z_k^n; p \leq n \leq 2p-1 \quad (33)$$

$$z_k^{n-m} = z_k^{n-p} z_k^{p-m} \quad (34)$$

$$\sum_{m=0}^p a(m)x(n-m) = \sum_{m=0}^p a(m) z_k^{p-m} \sum_{k=1}^p h_k z_k^{n-p} = 0 \quad (35)$$

De la **Ecuación 32**, $\sum_{m=0}^p a(m) z_k^{p-m} = 0$ y desarrollando la parte izquierda de la **Ecuación 35**, se obtiene:

$$x(n) + \sum_{m=1}^p a(m)x(n-m) = 0 \quad (36)$$

Entonces despejando de la Ecuación 36:

$$x(n) = -\sum_{m=1}^p a(m)x(n-m) = 0; p \leq n \leq 2p-1 \quad (37)$$

La **Ecuación 37** es la ecuación diferencial lineal cuya solución homogénea está dada por la **Ecuación 15** y puede expresarse en la siguiente forma matricial:

$$\begin{bmatrix} x(p) & z_2^0 & z_p^0 \\ x(p+1) & z_2^1 & z_p^1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ x(2p-1) & z_2^{N-1} & z_p^{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a(1) \\ a(2) \\ \vdots \\ a(p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x(p+1) \\ x(p+2) \\ \vdots \\ x(2p) \end{bmatrix} \quad (38)$$

De esta ecuación se demuestra que con $2p$ muestras es posible desacoplar los parámetros h_k y z_k .

Para el cálculo de la frecuencia de oscilación y factor de amortiguamiento, se calculan los eigenvalores a partir de las raíces del polinomio de la **Ecuación 20**:

$$\lambda = \frac{1}{T} \ln(z_k) \quad (39)$$

$$a_k = \text{real}(\lambda) \text{seg}^{-1} \text{Factor de Amortiguamiento} \quad (40)$$

$$f_k = \frac{\omega}{2\pi} \text{Hz Frecuencia de Oscilación} \quad (41)$$

Para el cálculo de la relación señal-ruido, que es el índice que indica el grado de ajuste a la señal original, se define como:

$$SNR = 20 \log_{rms} \left(\frac{x(n)}{x(n) - \hat{x}(n)} \right) \dots db \quad (42)$$

Se considera que una buena precisión en la aplicación del Análisis de Prony se obtiene para valores de SNR alrededor de 40 db. Cuando se tienen valores menores a 40 db, se tienen errores en la solución de Prony que usualmente implican que el orden del modelo de predicción lineal es demasiado bajo.

2.3.2.1.3 Algoritmo

En el proceso de aplicación del método de Prony, se pueden identificar los siguientes pasos [77]:

- Paso 1: Determinar los parámetros de predicción lineal que se ajustan a los datos disponibles (**Ecuación 38**)
- Paso 2: Encontrar las raíces del polinomio de predicción del paso 1, encontrar los coeficientes de predicción que producirán las estimaciones de factor de amortiguamiento y frecuencia sinusoidal de cada término exponencial (**Ecuación 31**) y (**Ecuación 39**)

- Paso 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 (**Ecuación 29**)

2.3.2.2 Análisis de Fourier

La transformada de Fourier es una operación matemática que transforma una señal de dominio de tiempo a dominio de frecuencia, mediante la descomposición de la señal de entrada en una serie de funciones periódicas, senos y cosenos, que superpuestas reproducen la señal original.

La transformada discreta de Fourier (DTF) de una secuencia de longitud N se define como:

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n)W_N^{nk} \quad k = 1, 2, \dots, N - 1 \quad (43)$$

Donde $W_N^{nk} = e^{-j\frac{2\pi}{N}nk}$

La transformada rápida de Fourier (FFT) no es una nueva transformada de Fourier sino que se trata de un algoritmo para el cálculo de la DFT. Su importancia radica en el hecho que elimina una gran parte de los cálculos repetitivos a que está sometida la DFT, por lo tanto se logra un cálculo más rápido. Además, la FFT generalmente permite una mayor precisión en el cálculo de la DFT disminuyendo los errores de redondeo. Ahora, la aplicación de la FFT requiere algunas condiciones: la señal es infinita, la frecuencia de muestreo es un entero y satisface el teorema de muestreo de Shannon.

3. Análisis del comportamiento de la frecuencia utilizando datos de PMU

3.1 Sistema eléctrico bajo análisis

Los datos analizados en el presente proyecto han sido tomados de la unidad de medición fasorial (PMU) ubicada en las instalaciones de la Universidad Nacional de Colombia, a nivel de baja tensión, dado que los fenómenos a analizar no muestran significativas diferencias debido a la ubicación de la medición en el sistema de alta o baja tensión [14].

El análisis corresponde entonces al sistema de potencia eléctrico colombiano, el cual tiene un nivel de tensión máximo en barras de 500 kV, conformando así la columna vertebral del sistema de transmisión nacional (STN) y claramente relacionando las áreas eléctricas con las áreas geográficas de nuestro país (Norte, Sur, Centro y Oriente). Cabe señalar además que el sistema eléctrico colombiano está conectado a nivel de alta tensión con los países vecinos de Venezuela y Ecuador. Con Venezuela se conecta desde la subestación Cuestecitas (220 kV), la cual se ubica en la zona norte del país y con Ecuador desde la subestación Jamondino (220 kV) ubicada en el sur de Colombia.

De las subestaciones a nivel de 500 kV, se derivan las subestaciones a nivel de 220 kV, con la configuración mostrada en la **Figura 3-1**. De las subestaciones de alta tensión, se derivan las subestaciones con un menor nivel de tensión desde 115 kV hasta 208 V, tensión de salida típica en baja tensión.



Figura 3-2 Sistema Eléctrico Colombiano de Alta Tensión Proyectado a Largo Plazo (Fuente: UPME)

Al observar la topología actual del sistema eléctrico colombiano, **Figura 3-3**, se encuentra que este posee algunas de las características técnicas que favorecen la aparición de oscilaciones de baja frecuencia:

- Grupos de generación agrupados en determinadas áreas eléctricas/geográficas. Debido a que la expansión de la generación se hace atendiendo mayormente criterios de eficiencia económica al tratarse de un mercado de libre competencia, los generadores serán ubicados donde se hallan los recursos, que en el caso colombiano se trata del agua.
- Grupos de generación ubicados lejos de los centros de consumo con lo cual las redes de transmisión son largas y con requerimientos de transporte de potencia eléctrica relativamente altos.

Si se observa la **Figura 3-2**, que corresponde al sistema considerado para el largo plazo, con los proyectos que están actualmente en progreso, se tiene que los sistemas de transmisión y de generación se están reforzando pero la debilidad estructural, en términos de los fenómenos asociados a la frecuencia, que implica tener pocas líneas de transmisión enlazando las principales áreas eléctricas y el continuar con grupos de generación concentrados en sitios relativamente lejanos de los centros de carga, no parece que se esté solucionando de una manera significativa.

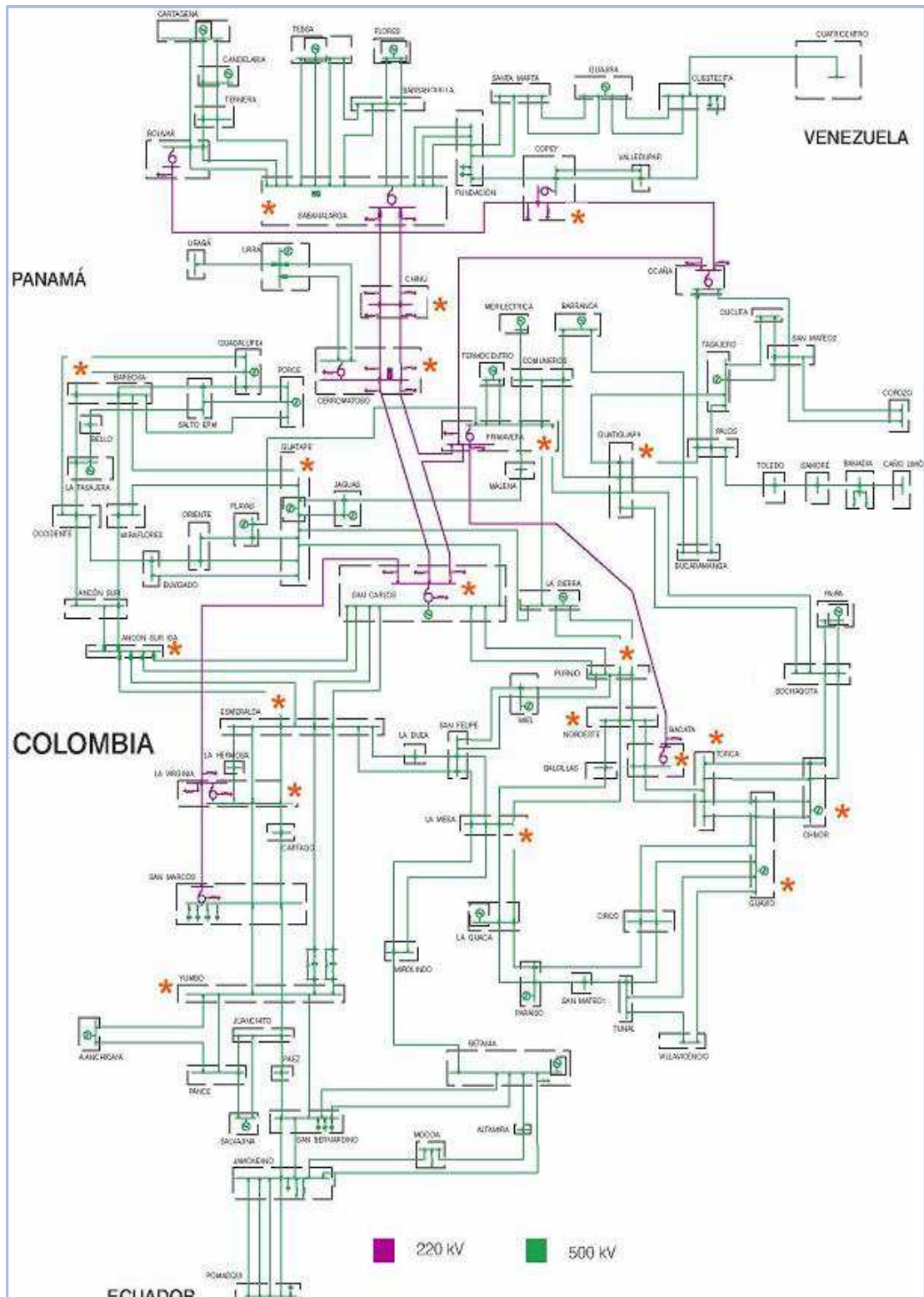


Figura 3-3 Unifilar Sistema Eléctrico Colombiano de Alta Tensión (Fuente: UPME)

3.2 Metodología utilizada

El presente proyecto de investigación se ha desarrollado a través de las siguientes etapas, que se muestran en la **Figura 3-4**:

- **Planificación:** En esta etapa se formuló el anteproyecto y se sometió a la aprobación de la Universidad.
- **Investigación del estado del arte:** Se realizaron las investigaciones pertinentes a los aspectos que rodean el uso de la tecnología de las PMU's en el área del análisis de los sistemas de potencia. Se inició con la historia de esta tecnología, la normatividad asociada, los ámbitos de aplicación y las tendencias en la investigación al respecto en el contexto mundial y algunos aspectos de interés relacionados con el tema de las redes inteligentes (“smartgrids”) en el marco del sistema eléctrico colombiano.
- **Instalación de la Unidad de Medición Fasorial (PMU):** Como equipo de medición se instaló un relé SEL 351-A. Este relé cuenta con una unidad de medición de fasores, de tal manera que a través de su conexión a una de las barras de baja tensión, ubicadas en una subestación de la Universidad Nacional en su sede de Bogotá, ha sido posible obtener información de medidas de tensión, frecuencia y ángulo, en tiempo real.
- **Recopilación de datos:** Los datos que se han analizado en el presente trabajo de investigación corresponden a las mediciones efectuadas del 2 al 7 de Marzo de 2013, del 17 al 22 de Julio de 2013 y durante catorce días del mes de Octubre de 2013.
- **Análisis de Datos:** Los datos recopilados, considerando todas las señales, rondan los 500 millones debido al número de muestras que se toman por segundo, de tal manera que el primer paso del análisis consistió en realizar un pre-procesamiento de datos de tal manera que se pudiese identificar la información más relevante para los propósitos de este estudio, específicamente extraer la señal de frecuencia, realizar el análisis estadístico de dicha señal de frecuencia y los instantes en que se presentaron los valores máximos y mínimos de las señales bajo estudio y a partir de estos instantes,

establecer una ventana de datos a los cuales aplicarles los métodos de análisis de señales.

- Formulación de conclusiones y/o recomendaciones: Una vez realizados los análisis correspondientes, se enuncian las conclusiones en relación con el comportamiento de las señales de frecuencia en el dominio del tiempo, el análisis estadístico y los resultados derivados de los análisis Modal, Prony y Fourier y la contextualización de los resultados obtenidos con relación a ciertas condiciones operativas del sistema.



Figura 3-4 Diagrama de Flujo de Procesos

3.3 Origen de los datos

Aunque en principio se había estimado realizar el análisis de frecuencia eléctrica con datos proporcionados por XM S.A. E.S.P, que es el operador del sistema eléctrico colombiano, al final no fue posible contar con un convenio interinstitucional que permitiera acceder a dicha información. Coyunturalmente, la Universidad Nacional decidió adquirir e instalar un equipo de medición fasorial y dado que los propósitos del estudio podían mantenerse, se optó por utilizar los datos recopilados por dicho equipo.

El equipo de medición fasorial que se ha instalado en una de las barras de baja tensión de la Universidad Nacional, corresponde a un relé SEL-351 A, el cual corresponde a esta nueva generación de equipos multifuncionales que integran funciones de protección, control, medida y comunicaciones. Específicamente el SEL-351A cuenta con Ethernet y sincrofasores IEEE C37.118 integrados. Es una protección de alimentador con innovadoras características, como la lógica Best Choice Ground Directional Element® de SEL y las ecuaciones de control SELogic®, que proporcionan protección superior en sistemas de energía.

La función de sincrofasor integrada en este equipo cumple los requerimientos de la IEEE C37.118, cuenta con hasta sesenta mensajes por segundo, permiten el acceso a valores del sistema para supervisión y control de área amplia. La norma IEEE C37.118 simplifica las comunicaciones y la coordinación de datos entre unidades de medición de sincrofasor. En este caso, el equipo se ha configurado para tomar 30 muestras por segundo.

Es importante señalar que los datos que se han incluido en el presente estudio corresponden a intervalos en que fue posible tener el equipo en funcionamiento. Este fue instalado durante el primer trimestre de 2013 sin embargo durante períodos de vacaciones, paros u otras actividades que restringieron el acceso a la Universidad Nacional, no fue posible mantenerlo habilitado o revisar si había algún problema en el proceso de medición . Por lo cual parte de la labor desarrollada en el procesamiento de datos, como se detallará posteriormente, ha sido el de extraer días y luego agruparlos en períodos más largos, como meses, donde se tiene información completa, es decir que el

número de muestras estuviera en el valor esperado considerando 30 muestras por segundo en un día de 24 horas, para que los datos en principio pudiesen ser comparables. Así las cosas, los días incluidos en este estudio corresponden a tres períodos del 2013 cuando fue posible contar con varios días de datos completos:

- 2-3-4-5-6-7 de Marzo de 2013
- 17-19-20-21-22 de Julio de 2013
- 1-2-3-5-7-9-10-11-13-15-16-19-21-22 de Octubre de 2013

3.4 Procesamiento de los datos

Si bien el hecho de tomar un gran número de muestras por segundo es una gran ventaja en términos de acopiar suficiente información para describir el comportamiento dinámico del sistema de potencia, la cantidad de datos resultante es tan alta que si no se aplican técnicas de gestión de datos, es posible que el manejo de dicha información impacte de forma negativa la eficiencia de los análisis a realizar.

Por ejemplo en el caso que nos ocupa, se tienen en total 25 días de datos que sirven, solo para la señal de frecuencia esto corresponde a 2.592.000 datos por día para un total de 64.800.000 de datos para analizar, los cuales fueron extraídos de un total de datos medidos de aproximadamente 500 millones, lo cual brinda una idea de cuán importante es el procesamiento de datos en el marco de la tecnología de la medición fasorial para poder extraer la información relevante a los propósitos de cada análisis particular .

Dado que la información original de la PMU fue entregada en 467 archivos en formato de archivo plano separado por comas (CSV) en los cuales además de las señales a analizar se incluían otras señales, se hizo necesario importar dichos archivos a una base de datos la cual fuera capaz de realizar las consultas y filtros necesarios sobre los mismos y permite un mejor análisis.

Se seleccionó el motor de base de datos MySQL versión 5.6, el cual es capaz de almacenar y operar datos tipo TIMESTAMP con precisión de 6 decimales.

Una vez importados los archivos se realizaron las consultas y filtros necesarios para extraer solo las señales de interés para el presente estudio y optimizar la respuesta en tiempo de las mismas.

También se efectuaron las respectivas consultas para identificar los valores máximos y mínimos de las señales de frecuencia, los resultados de dichas consultas constituyen las tablas de entrada al programa que se desarrolló en MATLAB® para integrar varias herramientas que permitieran ejecutar análisis de frecuencia, la idea es que a partir de valores límite se pueda extraer una ventana de tiempo, la cual en este caso se eligió en 15 minutos atrás y adelante, y a la señal de frecuencia en esta ventana realizarles los análisis Modal, Fourier y Prony.

Para realizar el análisis estadístico y generar los resultados gráficos que se presentan en el Capítulo 3 se hizo uso del software R, el cual es de libre distribución. Adicionalmente se utilizó el complemento RMySQL, el cual permite conectar al programa R con una base de datos de MySQL.

3.5 Software

El desarrollo que se ha utilizado para analizar las señales medidas por la PMU, se realizó utilizando MATLAB® y las herramientas disponibles en dicho software, como lo es el análisis Modal, de Fourier y Prony.

Básicamente a la ventana establecida en la base de datos alrededor de los valores máximos y mínimos de la señal de frecuencia el programa permite reducir aún más la longitud de los datos en aras de aumentar la eficiencia computacional, tomando un rango definido por el usuario que determina finalmente el muestreo de la señal, posteriormente se aplica la función Prony de MATLAB® para obtener un filtro IIR con el que se busca obtener una respuesta a la señal de entrada. Posteriormente, se hace una expansión de

la función de las fracciones parciales para calcular obtener los polos y obtener su parte real e imaginaria (vectores propios o eigenvalores) y como tercer método se utiliza la función de Fourier disponible en MATLAB®. La **Figura 3-5** , **Figura 3-6**, **Figura 3-7**, **Figura 3-8** y la **Figura 3-9**, muestran cada una de las ventanas mediante las cuales se ejecutan los procesos descritos.

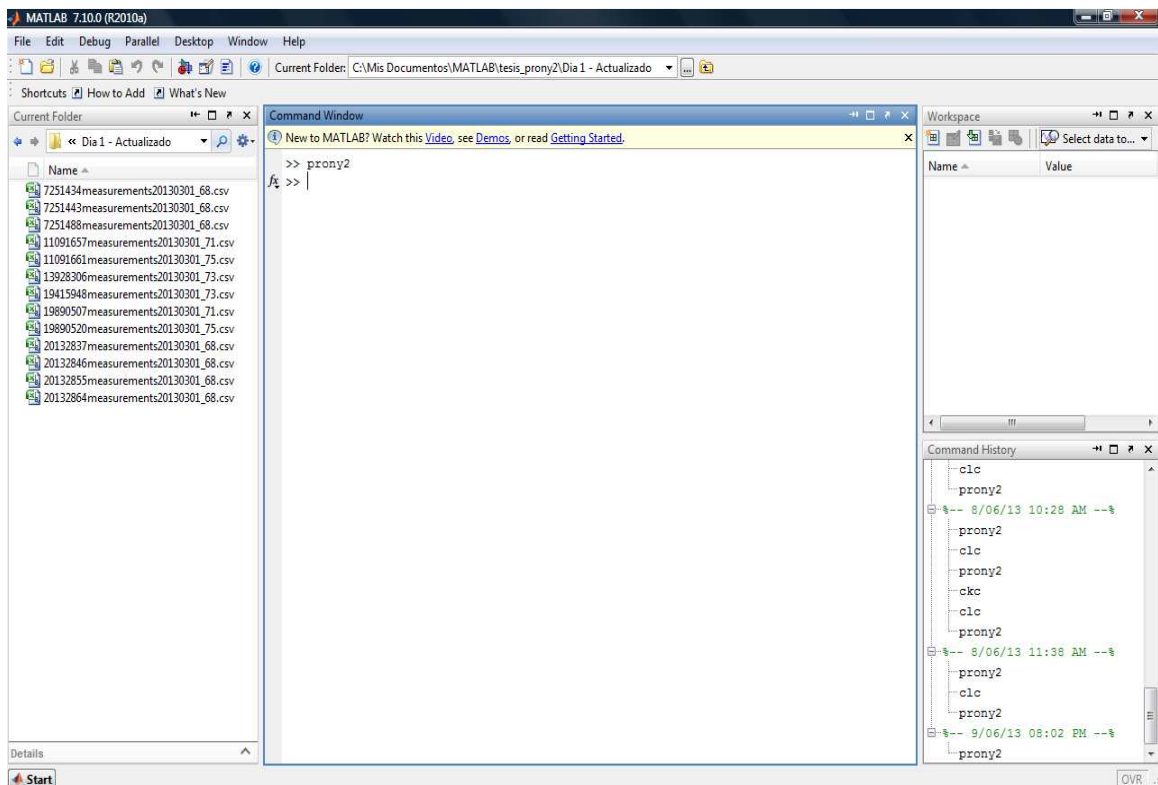


Figura 3-5 Llamada al programa

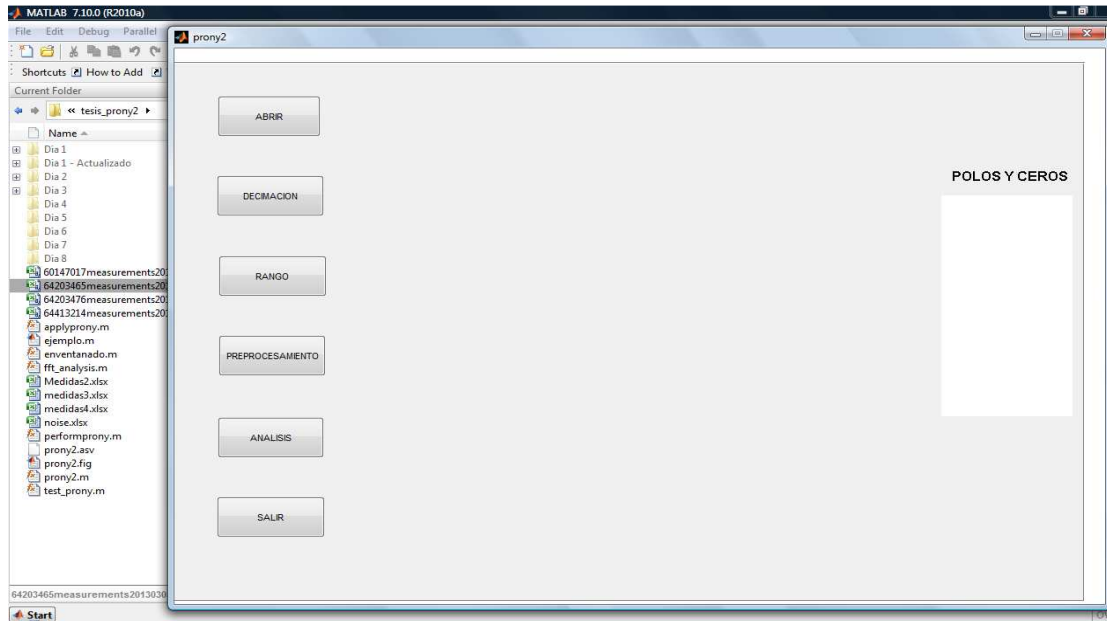


Figura 3-6 Entrada al programa

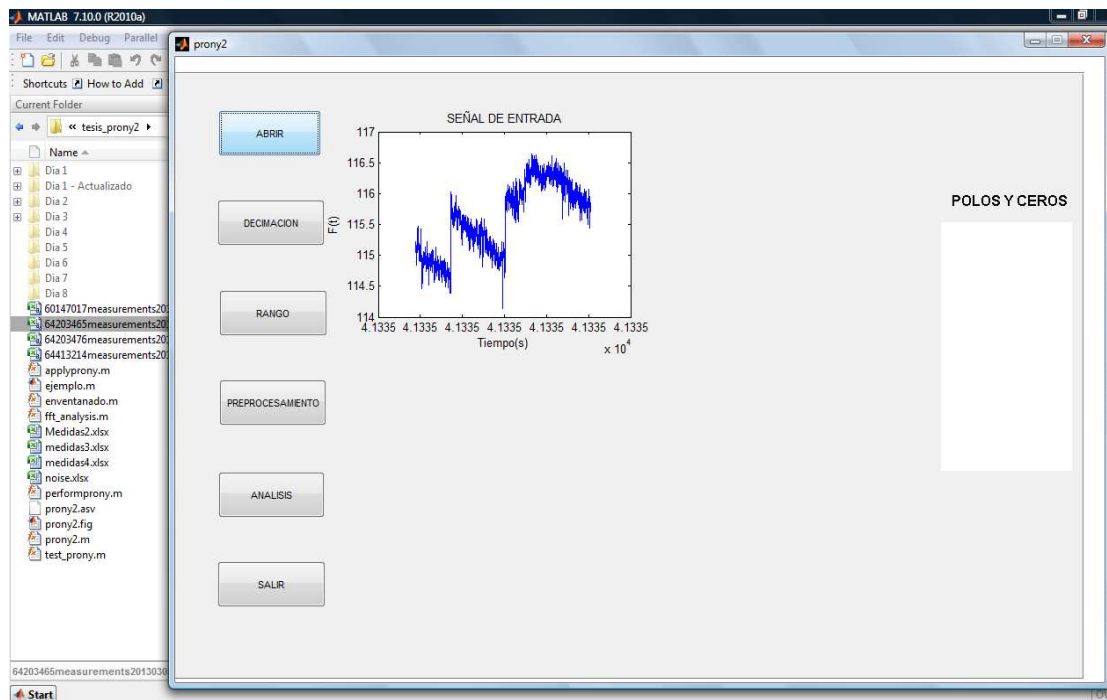


Figura 3-7 Señal de Entrada en el Intervalo de Interés

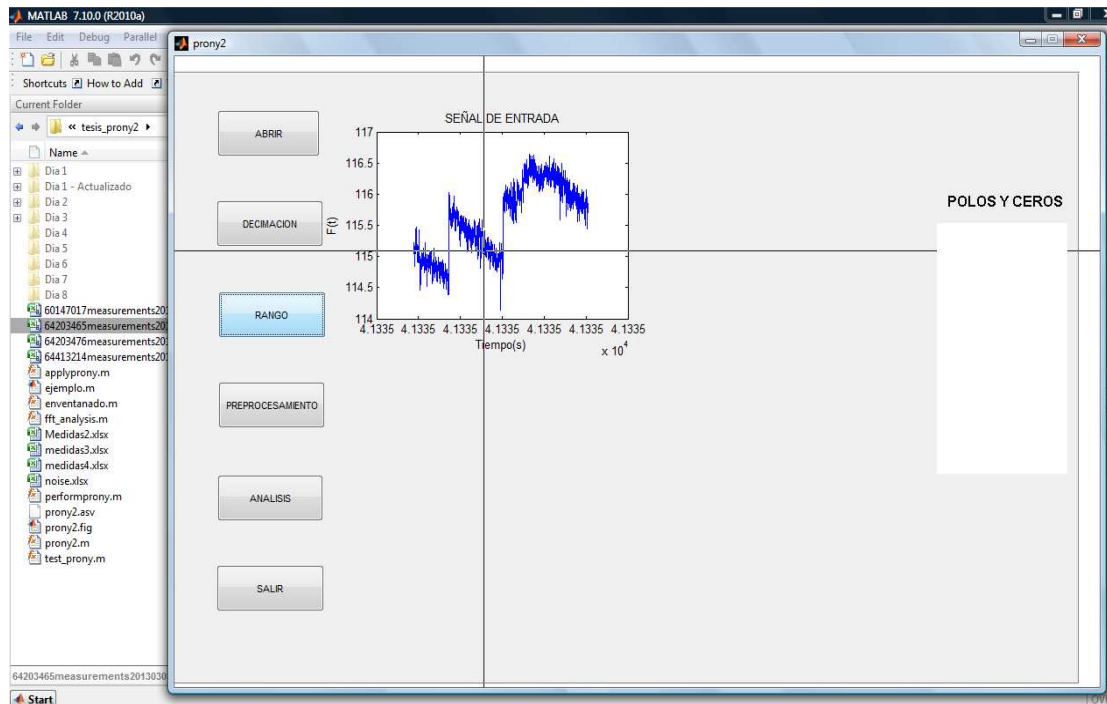


Figura 3-8 Función para Afinar el Rango de Análisis

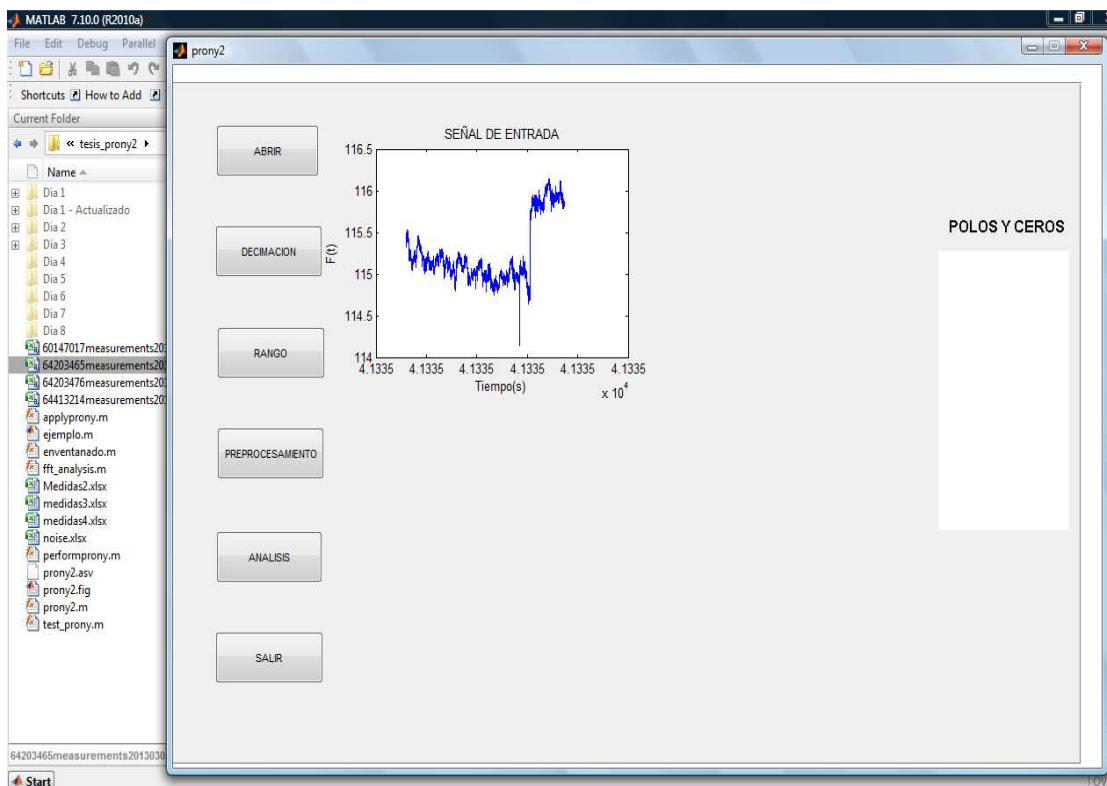


Figura 3-9 Señal de Entrada con Rango Ajustado

3.6 Resultados de la caracterización del comportamiento de la frecuencia

3.6.1 Comportamiento de la señal de frecuencia en el dominio del tiempo

Teniendo en cuenta que para el presente análisis se han tomado datos en tres (3) momentos del año 2013, Marzo, Julio y Octubre, en la **Figura 3-10**, **Figura 3-11** y **Figura 3-12**, se muestran los valores promedio obtenidos para las mediciones de cada uno de los tres períodos mencionados.

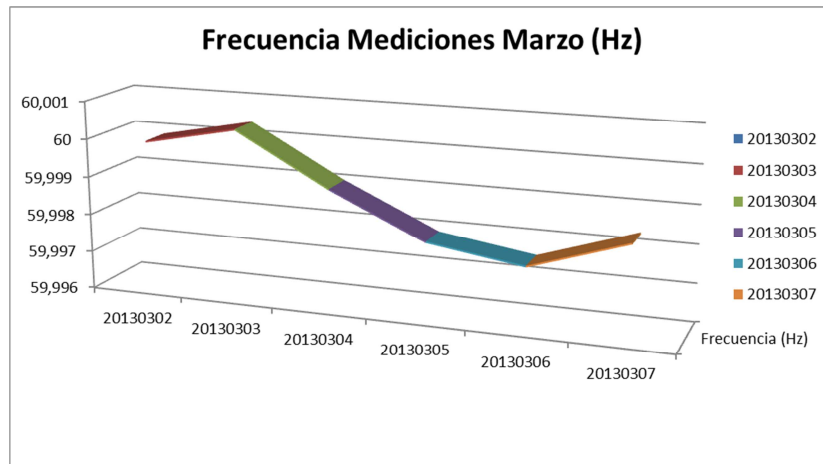


Figura 3-10 Valor Promedio Diario de Frecuencia Mediciones Marzo de 2013

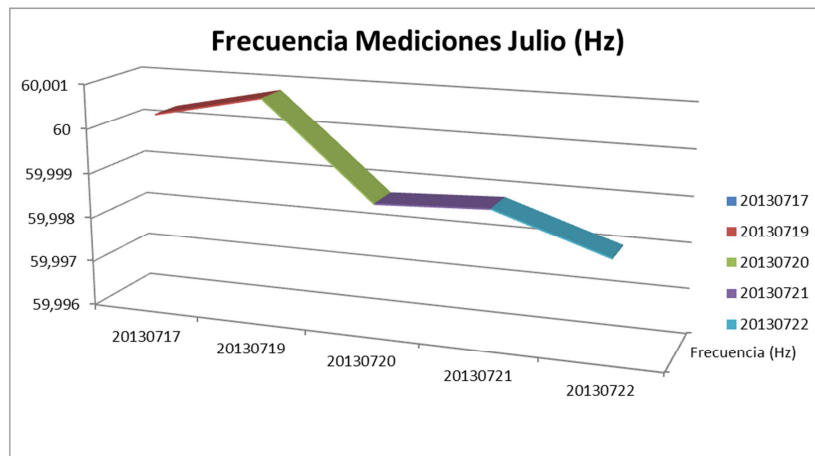


Figura 3-11 Valor Promedio Diario de Frecuencia Mediciones Julio de 2013

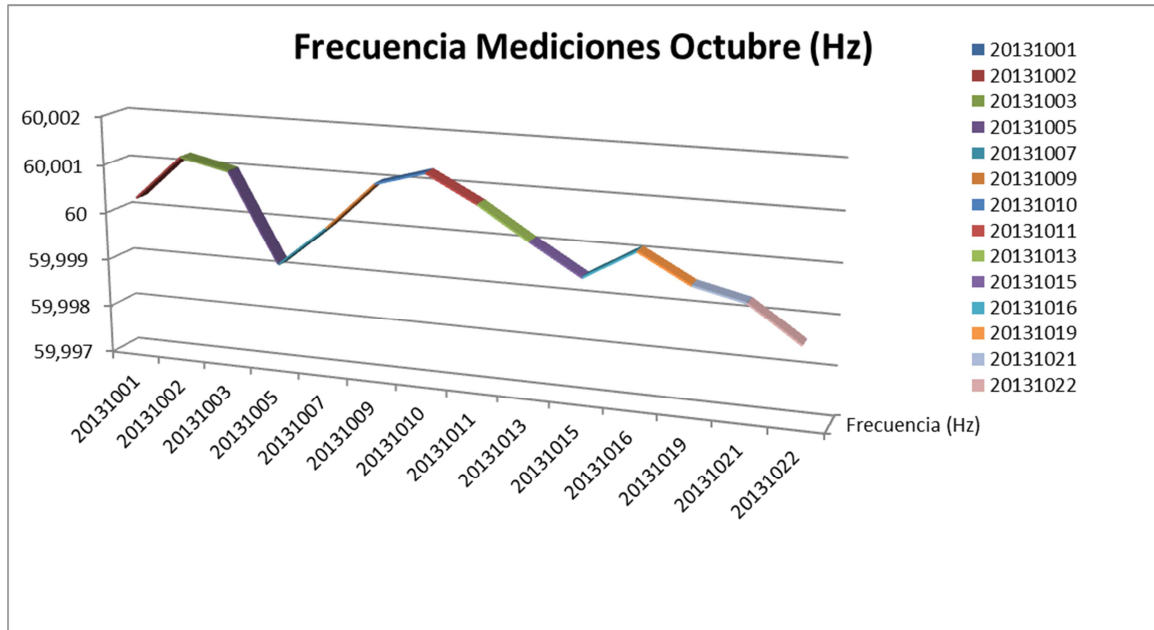


Figura 3-12 Valor Promedio Diario de Frecuencia Mediciones Octubre de 2013

Los valores máximos y mínimos a lo largo de los períodos de medición, se muestran en la

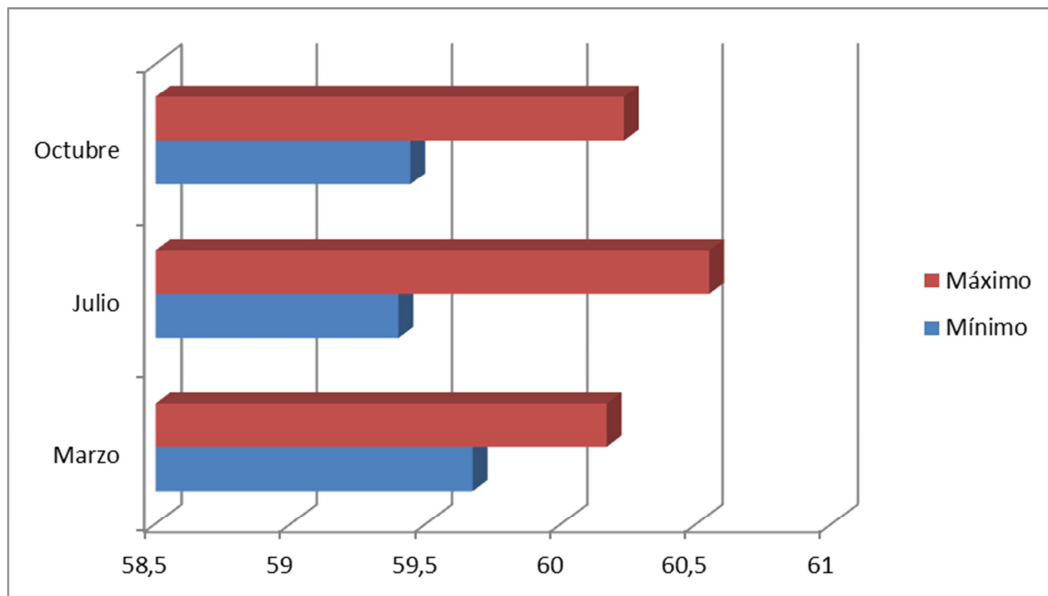


Figura 3-13:

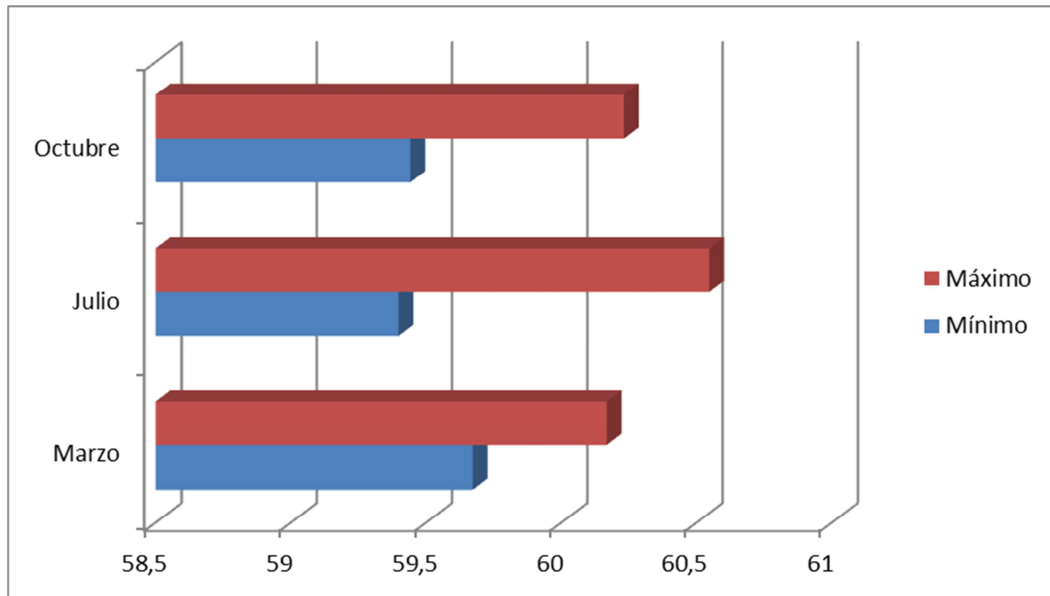


Figura 3-13 Valores Máximos y Mínimos de Frecuencia

De la **Figura3-14a** **Figura3-20**, se tienen los valores máximos, mínimos y promedio alcanzados por hora para el total de los días de medición, agrupados por días de la semana.

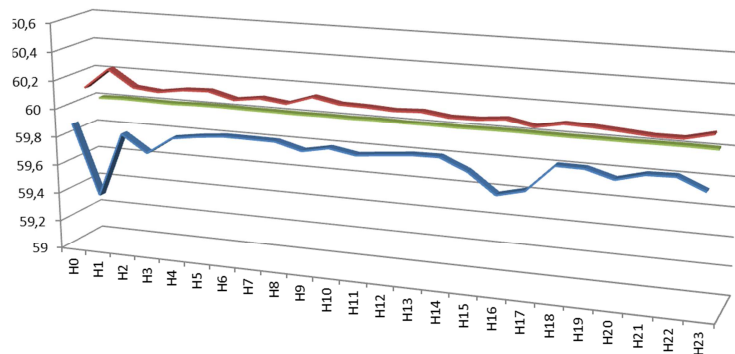


Figura3-14 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Lunes

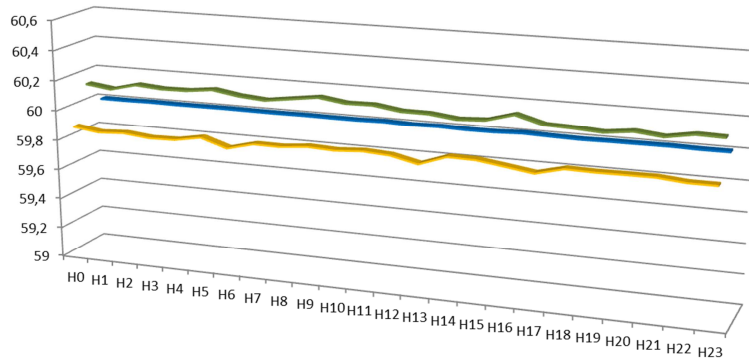


Figura3-15 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Martes

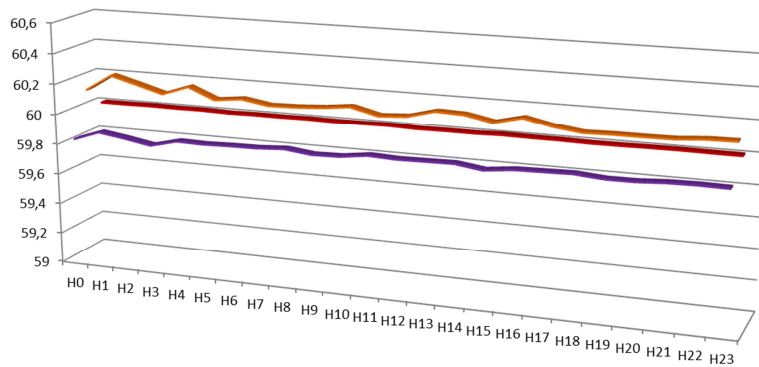


Figura3-16 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Miércoles

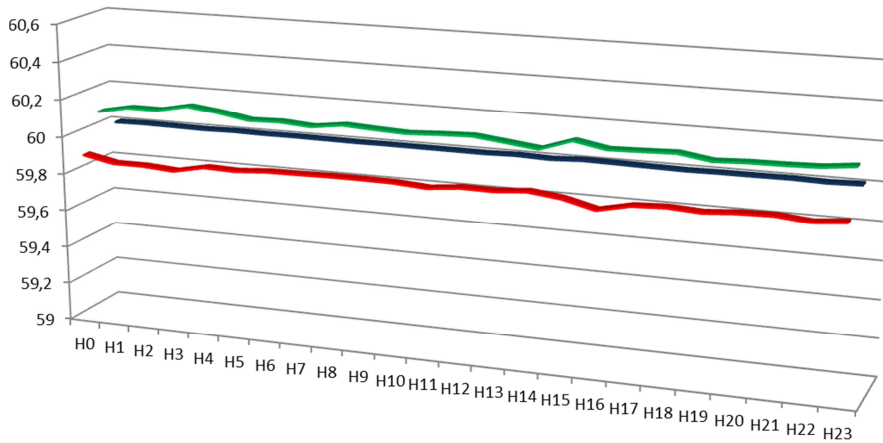


Figura3-17 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Jueves

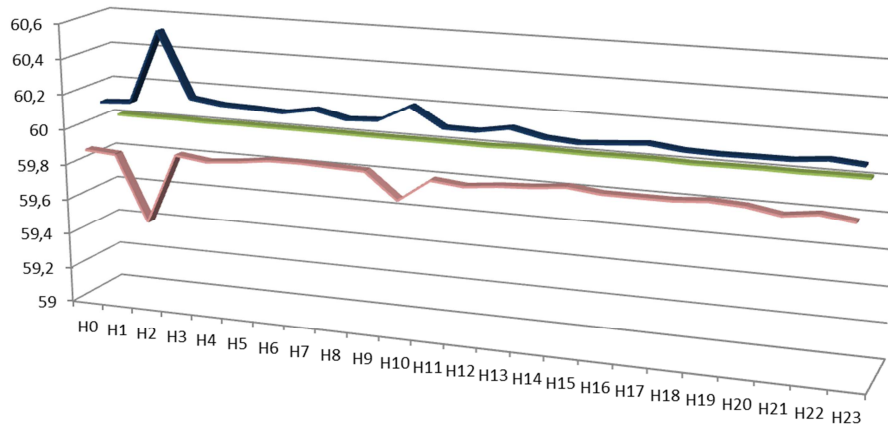


Figura3-18 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Viernes

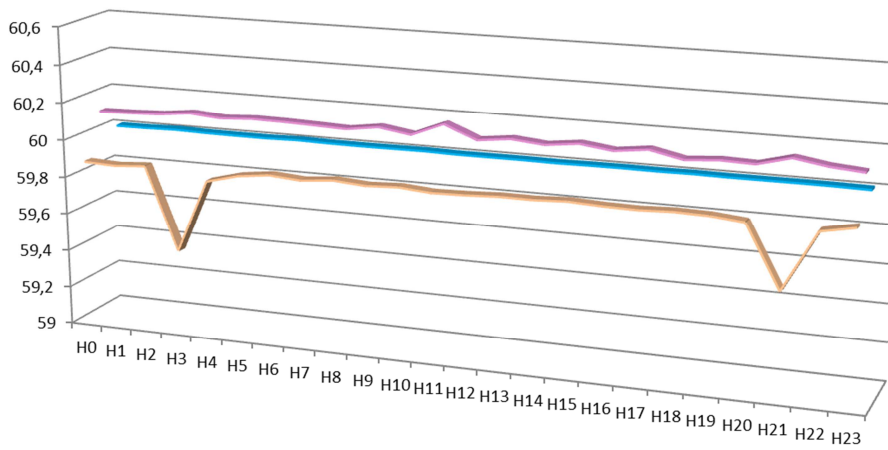


Figura3-19 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Sábado

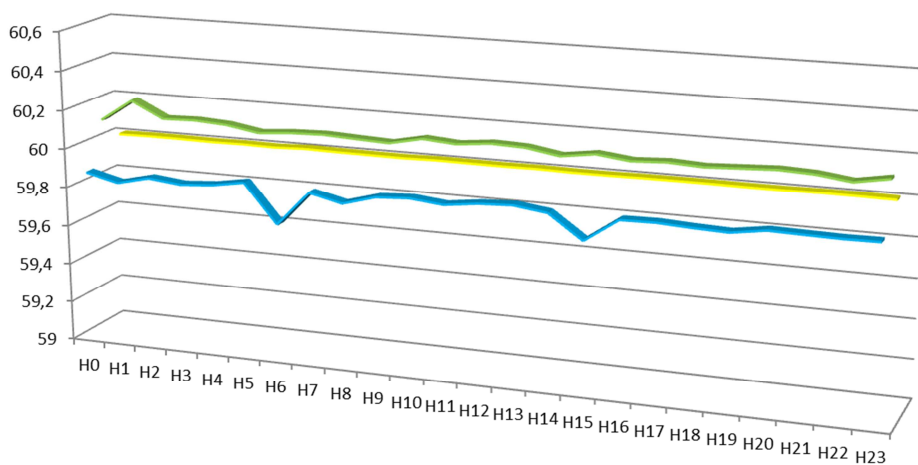


Figura3-20 Valores Máximos, Promedio y Mínimos por Hora - Día Domingo

De las gráficas presentadas, se resaltan los siguientes aspectos:

- El valor promedio de los datos medidos es muy cercano al valor esperado de 60 Hz (59.998, 59.999 y 60.000) para los meses de Marzo, Julio y Octubre, respectivamente.
- Los valores máximos y mínimos de la frecuencia para cada uno de los meses, son 59,673 y 60,168 Hz para Marzo, 59,398 y 60,548 para Julio y 59,442 y 60,232 para Octubre, por lo que es evidente que el mes de Julio es aquel donde se presenta la mayor diferencia entre los valores máximo y mínimo, por lo cual tampoco es sorpresa que sea en este mes de mediciones donde los datos presentan una mayor desviación estándar, indicando en primera instancia un mayor dispersión. La desviación en los datos de Marzo y Octubre es similar a pesar de tener diferente cantidad de días en las mediciones.
- Las gráficas mostradas en la **Figura3-14 a Figura3-20**, nos permiten comparar los valores máximos, mínimos y promedio, obtenidos a lo largo de los tres meses de medición agrupando los datos en los días de la semana. Debido a la necesidad de datos completos para poder ser comparables, como se señalaba antes, la información recopilada se agrupó tratando en todo caso de poder tener al menos dos días de medición para cada clase de día de la semana. Así las cosas, los 25 días incluidos en el presente trabajo se agrupan en: 4 mediciones de día Lunes, 4 mediciones de día Martes, 5 mediciones de día Miércoles, 3 mediciones de día Jueves, 2 mediciones de día Viernes, 4 mediciones de día Sábado y 3 mediciones de día Domingo.
- Así las cosas, el comportamiento de los datos medidos se caracteriza por ser bastante estable los días martes, miércoles y jueves. Los días lunes, viernes, sábado y domingo se presentan mayor cantidad de valores pico, especialmente mínimos, siendo llamativo además el hecho de que el período de ocurrencia es coincidente, entre las 1 y las 5 de la mañana, mostrando que el control de

frecuencia tiende a funcionar de forma un poco menos efectiva en la madrugada de los fines e inicio de semana.

3.6.2 Análisis estadístico

3.6.2.1 Desviación Estándar

El análisis estadístico constituye una herramienta valiosa para caracterizar los datos recopilados y de esta manera hacernos una idea más precisa del comportamiento de la frecuencia en los intervalos recopilados. En este sentido, es preciso señalar que la desviación estándar total de los datos es de 0.034918 Hz (0.058% del valor de referencia) y la desviación para cada día muestreado se incluye en la **Figura 3-21**:

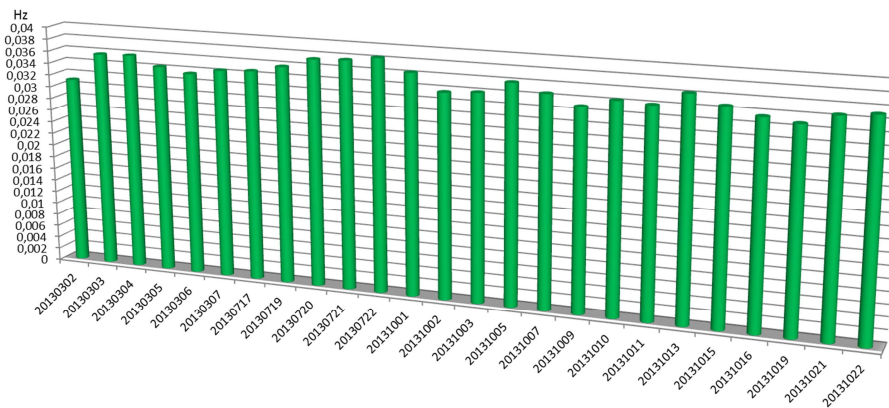


Figura 3-21 Desviación Estándar Diaria de la Señal de Frecuencia

En la gráfica anterior se evidencia lo que ya se comentaba antes, en el análisis entre valores máximos y mínimos de la señal, que los datos que presentan una mayor desviación estándar son los tomados en el mes de Julio de 2013, del orden de 0.0368 Hz (0.061% del valor de referencia), indicando en este sentido que son estas medidas las que presentan una mayor dispersión.

3.6.2.2 Histogramas de Frecuencia

A continuación se muestra otra de las herramientas de análisis estadístico que se han utilizado para analizar los datos de frecuencia recopilados, los histogramas de frecuencia.

Esta herramienta utilizada está disponible en el software R que, como se mencionaba antes, ha sido el utilizado para llevar a cabo los análisis estadísticos del presente estudio.

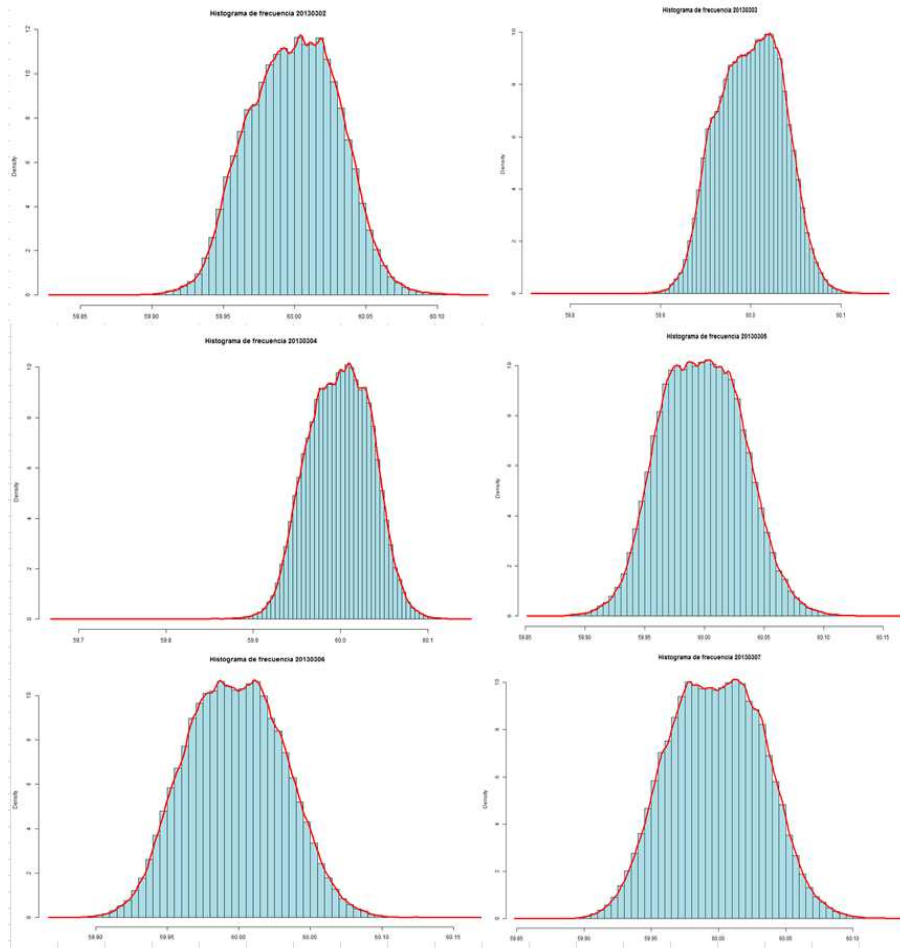


Figura 3-22 Histograma de frecuencias 2-3-4-5-6-7 de Marzo de 2013

Como se puede observar al computar los 2.592.000 datos de frecuencia por día de medición, recopilados a una tasa de 30 muestras por segundo, el histograma de frecuencias resultante para cada día muestreado del mes de Marzo, **Figura 3-22**, corresponde a una distribución normal, teniendo en cuenta su forma acampanada, simétrica con respecto a la media, que como es de esperarse se ubica en 60 Hz o valores muy cercanos, es asintótica al eje de las abscisas, sus puntos de inflexión están a una desviación típica de la media y en el rango hasta ± 3 desviaciones estándar se encuentra la mayor parte de los datos.

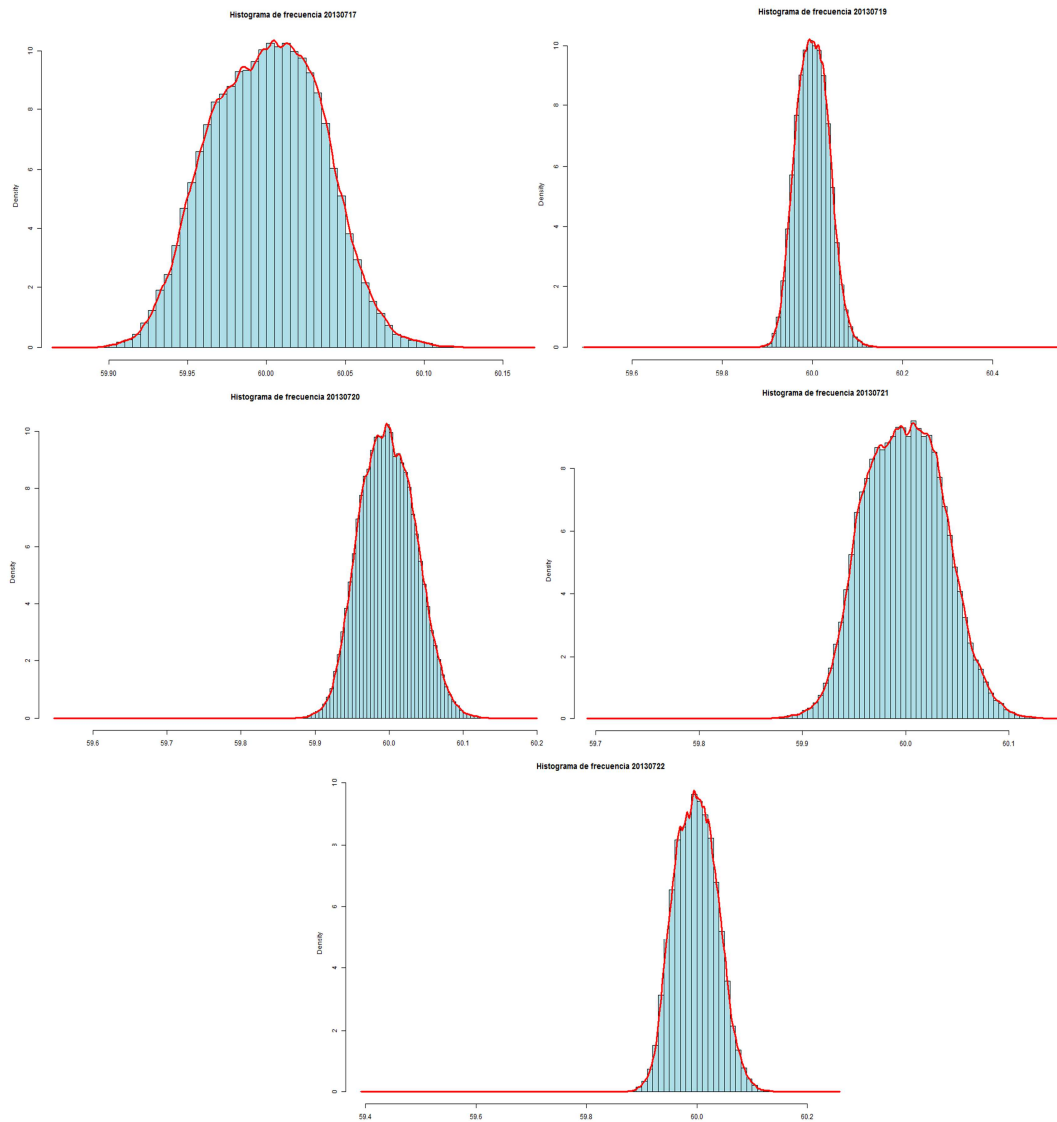


Figura 3-23 Histograma de frecuencias 17-19-20-21-22 de Julio de 2013

Los datos analizados para el mes de Julio, **Figura 3-23**, siguen manteniendo las mismas características descritas para los datos de marzo en cuanto al comportamiento de la variable bajo análisis.

Este mismo comportamiento se observa en los datos analizados para el mes de Octubre, como se muestra a continuación en la **Figura3-24**.

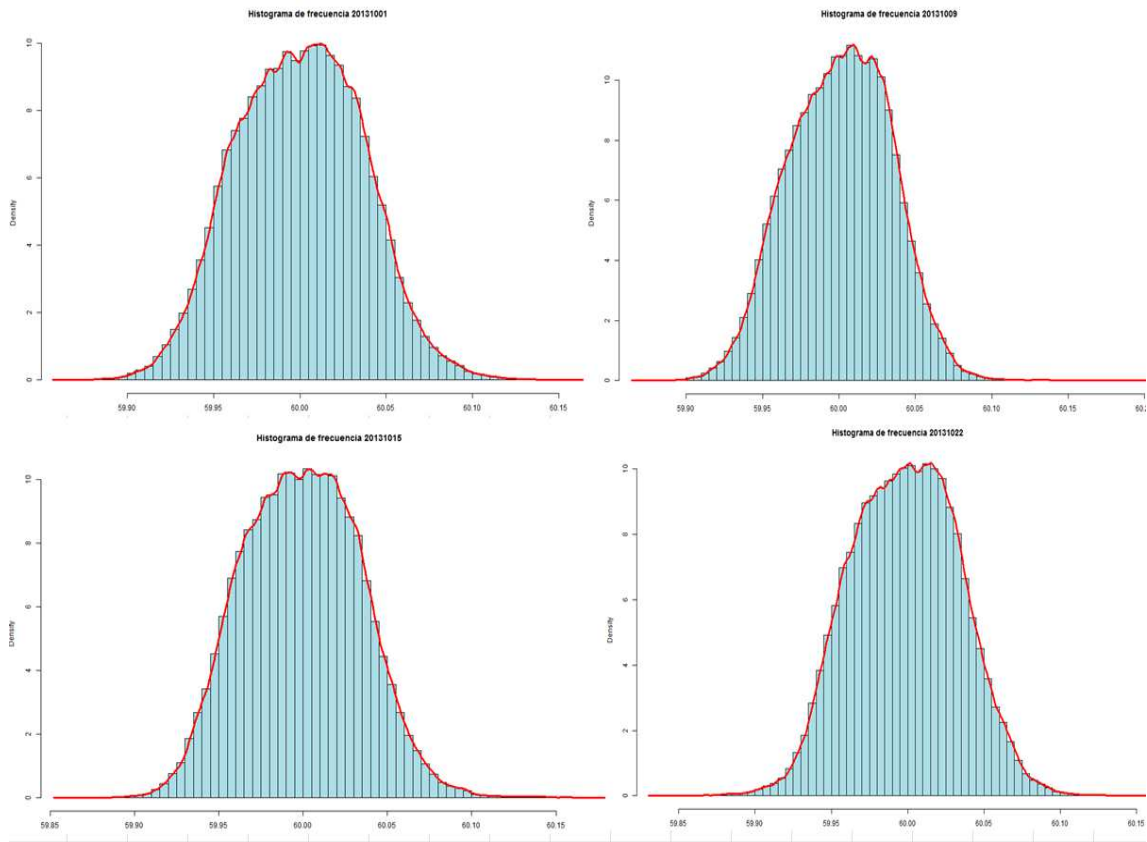


Figura3-24 Histogramas de frecuencias 1-9-15-22 de Octubre de 2013

Otro análisis de interés, es verificar el comportamiento de los datos medidos de frecuencia pero en este caso cuando se agrupan todos los datos recopilados en días de la semana. Como se había anotado antes, se tienen 4 mediciones de día Lunes (10.368.000 datos), 4 mediciones de día Martes (10.368.000 datos), 5 mediciones de día Miércoles (12.960.000 datos), 3 mediciones de día Jueves (7.776.000 datos), 2 mediciones de día Viernes(5.184.000 datos), 4 mediciones de día Sábado (10.368.000 datos) y 3 mediciones de día Domingo(7.776.000 datos). Los resultados se muestran en la **Figura3-25**.

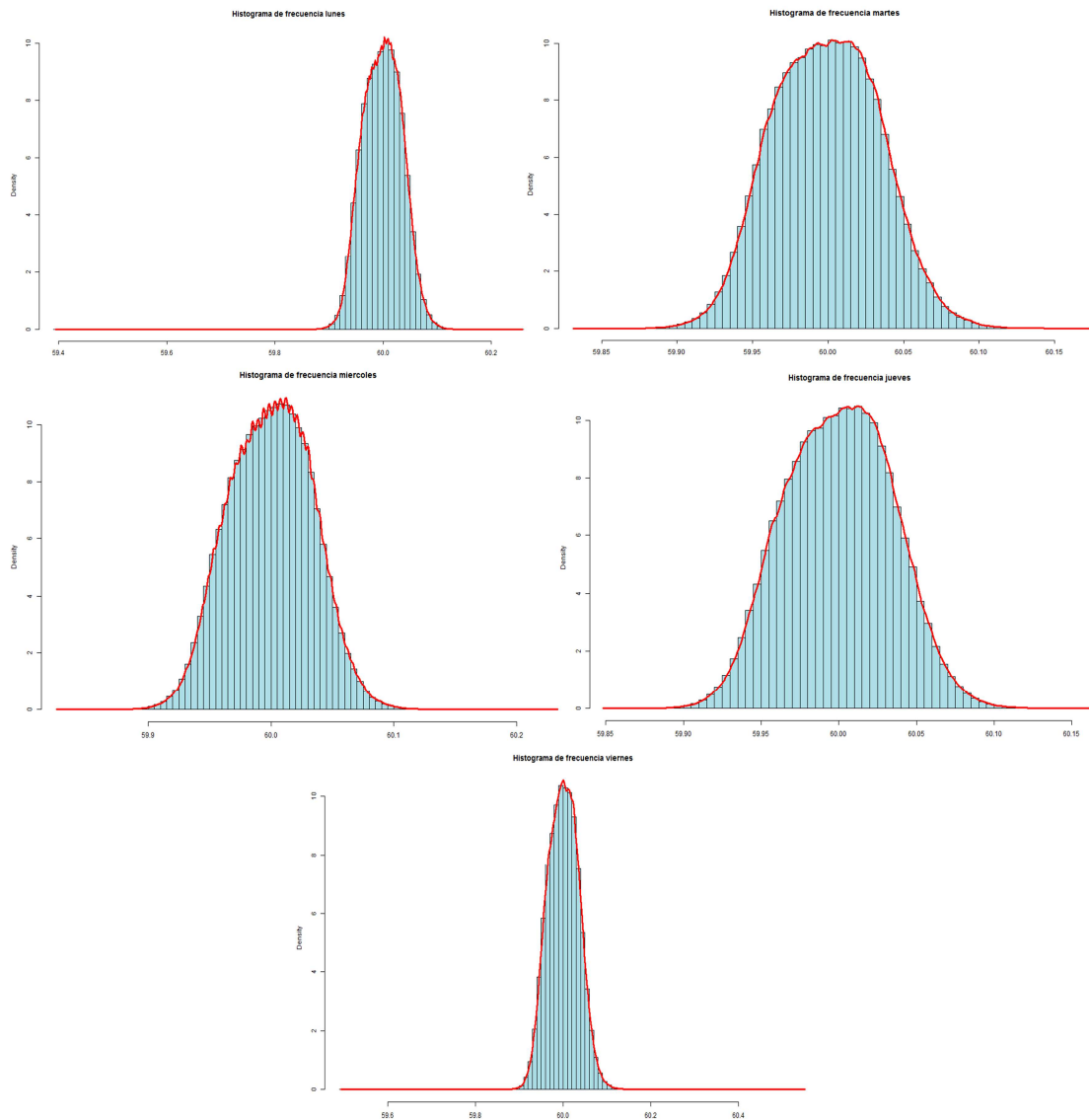


Figura3-25 Histogramas de frecuencias por días hábiles (Lunes-Martes-Miércoles-Jueves-Viernes)

En la **Figura3-25** se puede evidenciar que los datos para los días hábiles mantienen la tendencia de comportarse como una distribución normal con la media alrededor de 60 Hz. Y de acuerdo a lo esperado, para ± 3 veces el valor de la desviación estándar se tienen el 99.7% de los datos, es decir entre 59.9 Hz y 60.1 Hz.

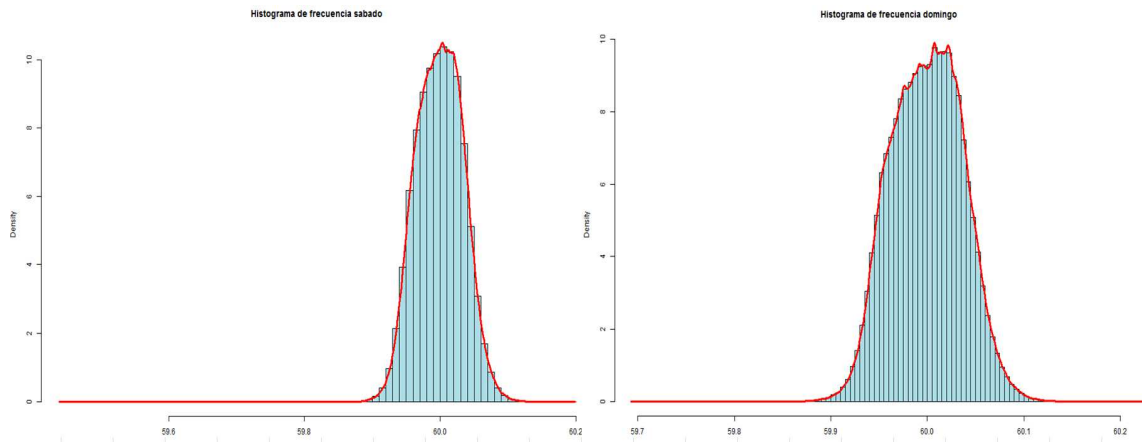


Figura3-26 Histogramas de frecuencias fin de semana (Sábado y Domingo)

La **Figura3-26** muestra los histogramas resultantes para los días de fin de semana, sábado y domingo, que de manera similar a los anteriores casos, muestra una distribución normal.

Una de las ventajas que se tiene con esta tecnología de medición y la cantidad de muestras por segundo que se pueden tomar, es que una vez identificados los instantes en que tuvieron lugar valores máximos y mínimos, es posible analizar el comportamiento de la señal, en términos estadísticos, durante el período que antes y después de la ocurrencia de valores picos. Así las cosas, a continuación, **Figura3-27**, **Figura3-28** y **Figura3-29**, se muestran los histogramas de frecuencia en las horas de ocurrencia de valores pico. En dichas figuras se puede observar que aunque se conserva la distribución de tipo normal, hay una mayor presencia de picos.

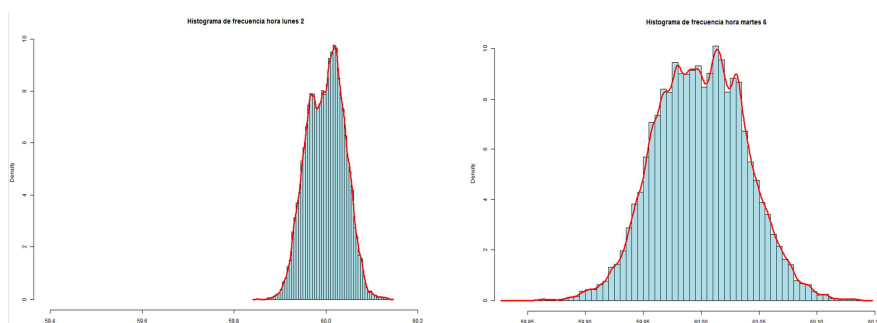


Figura3-27 Histogramas de frecuencias por horas de ocurrencia de máximos y/o mínimos (Lunes y Martes)

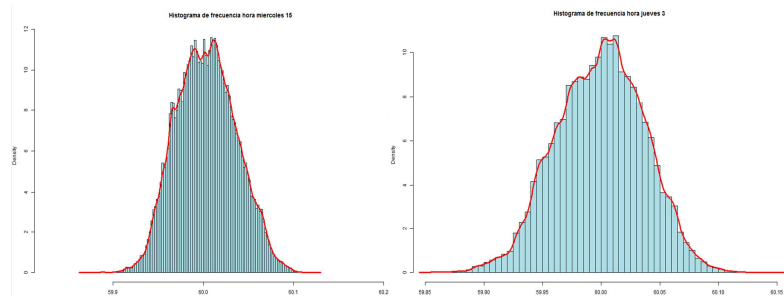


Figura3-28 Histogramas de frecuencias por horas de ocurrencia de máximos y/o mínimos (Miércoles y Jueves)

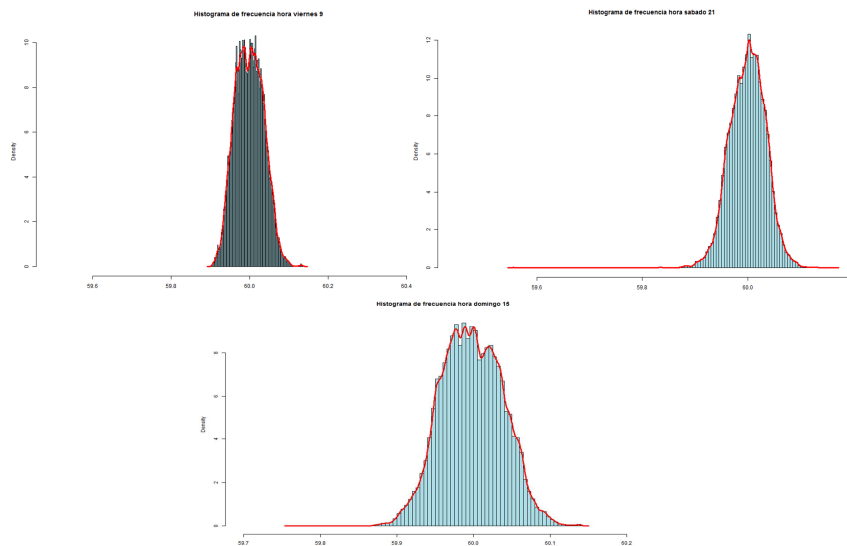


Figura3-29 Histogramas de frecuencias por horas de ocurrencia de máximos y/o mínimos (Viernes, Sábado y Domingo)

3.6.2.3 Diagramas de Caja o Box Plots

Otra de las herramientas disponibles en el software R para analizar el comportamiento de la frecuencia son las denominadas Diagramas de Caja o “Box Plots”, que es una herramienta gráfica de la estadística descriptiva que nos permite representar el comportamiento de los datos teniendo en cuenta sus valores máximos, mínimos y los cuartiles (q_1 , q_2 y q_3) que muestran dónde se agrupan el 25%, 50% y 75% de los datos respectivamente, así como la presencia de datos atípicos.

Así las cosas, en los box plots que se incluyen a continuación es posible evidenciar aspectos tales como la simetría de la distribución, la presencia de datos atípicos y la dispersión de la información. Agrupando los datos por día de la semana, las **Figura3-30, Figura3-31, Figura3-32, Figura3-33, Figura3-34, Figura3-35 y Figura3-36**, muestran los box plots resultantes para todos los días, agrupados por día de la semana.

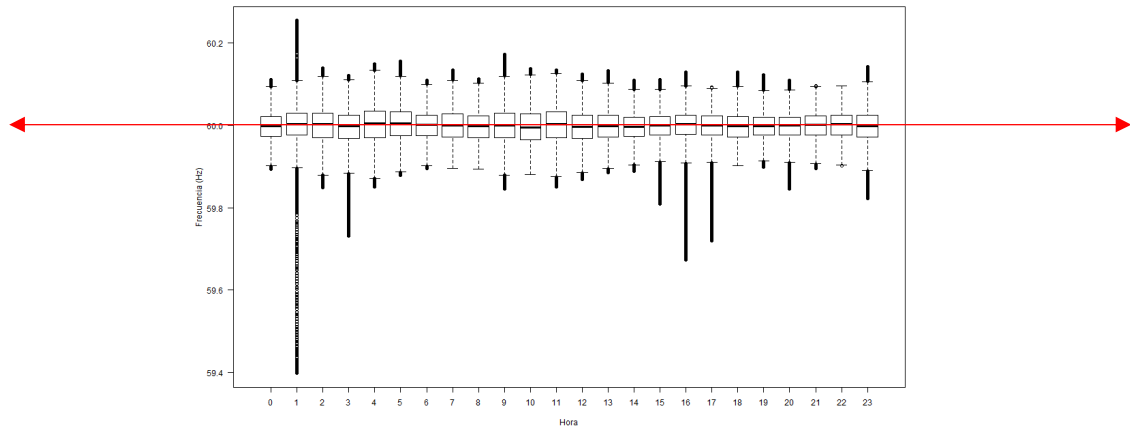


Figura3-30 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Lunes

El box-plot de los datos de los lunes, muestra que las cajas para cada una de las 24 horas, aunque con algunas diferencias, presentan un ancho que no supera el rango de 59.95 a 60.05 Hz. Esta caja, como se anotaba antes, contiene al 50% de los datos (percentiles del 25% al 75%), mientras que los “bigotes” se desplazan en función de la variabilidad de los datos y en este caso son más largos en dos períodos: a la una de la madrugada y en horas de la tarde entre las 4 y las 5 de la tarde.

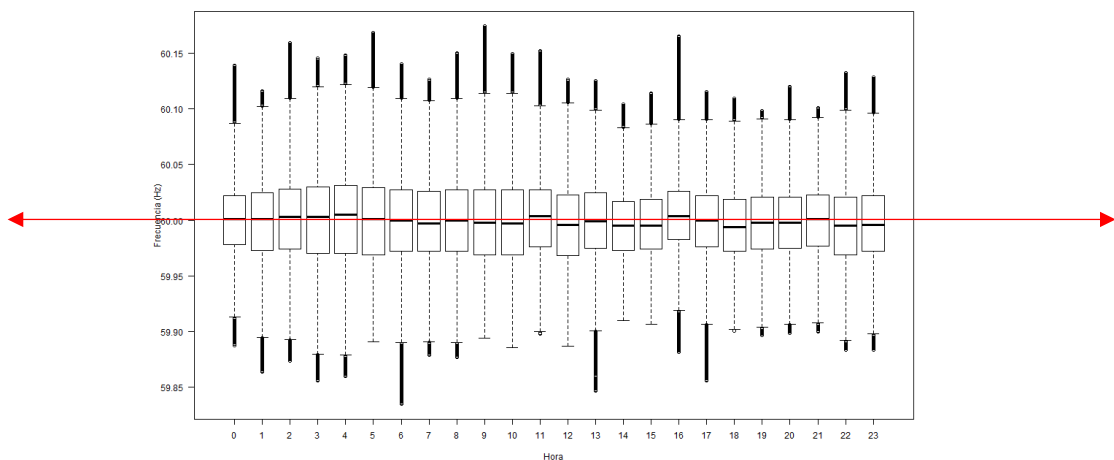


Figura3-31 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Martes

En el caso de los datos tomados en día martes, **Figura3-31**, se observa que la diferencia en la longitud de los “bigotes” es menos marcada que en el caso anterior, sin embargo hacia las 2 de la madrugada y las 4 de la tarde vuelve a presentarse el fenómeno de mayor variabilidad, esta vez hacia el límite superior de los datos (valores mayores a 60 Hz).

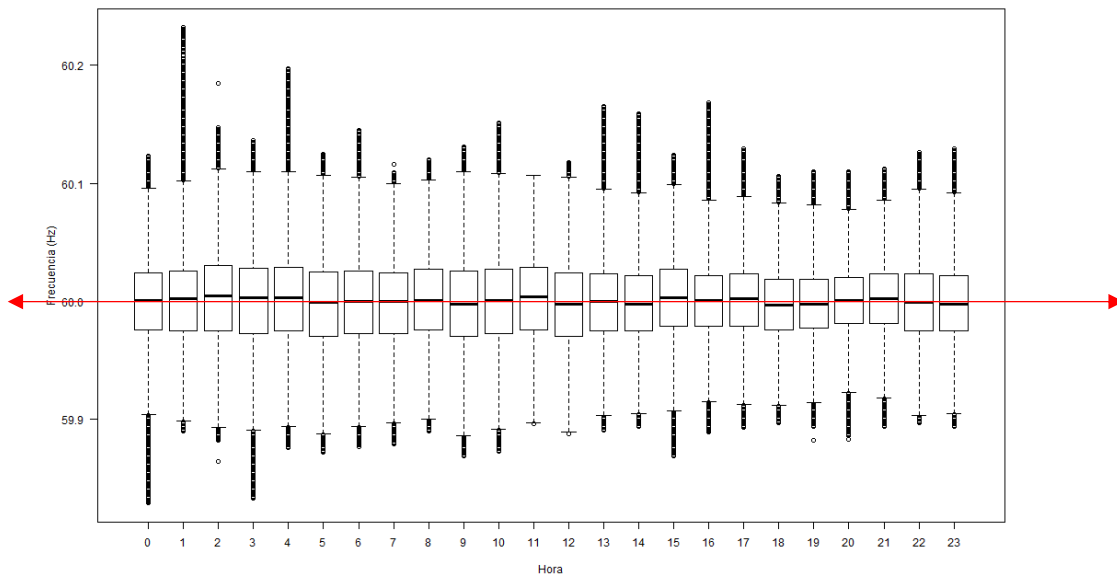


Figura3-32 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Miércoles

En el caso de los datos tomados los miércoles se observa que la media, 60 Hz, referenciada con la línea roja, solo se cumple en el 25% de las horas, el resto del tiempo se sitúa ligeramente por encima o por debajo. Nuevamente se presenta el “bigote” de mayor longitud a la una de la madrugada con tendencia hacia el límite superior, le siguen en orden de longitud, otro a las 4 de la madrugada y a las 4 de la tarde. Se presentan, así mismo, los denominados “outliers” que corresponden a los valores solitarios fuera de rango, en este caso un valor máximo y mínimo a las 2 de la madrugada, con valores por debajo del 59.9 Hz y por encima de 60.1 Hz.

La **Figura3-33** incluye el box-plot para los días jueves medidos. En este caso se observa que el “bigote” más largo se presenta sobre las 3 de la madrugada y se extiende tanto hacia el límite inferior como al superior. Adicionalmente a las 4 de la tarde la longitud del “bigote” se extiende hasta aproximadamente 59.85 Hz.

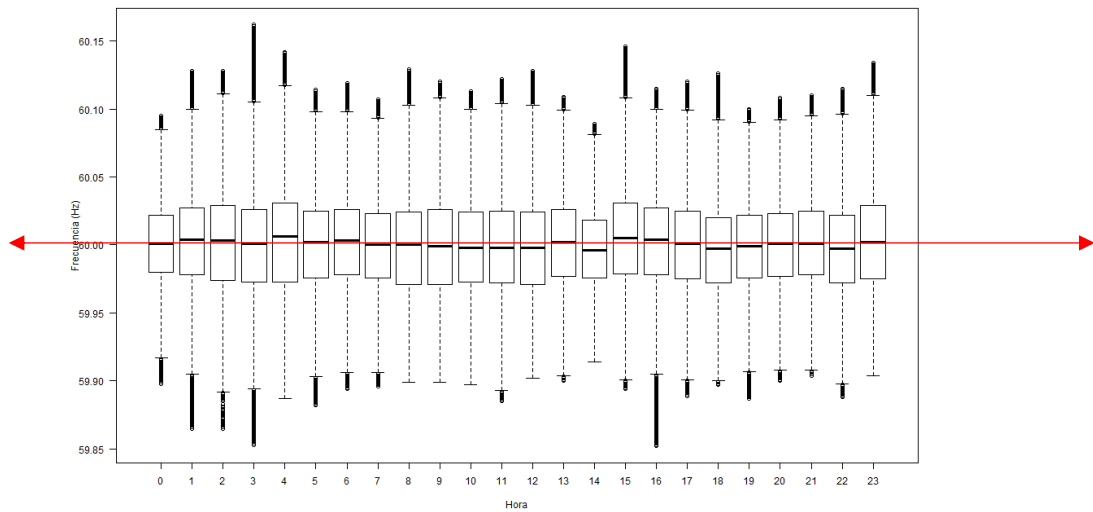


Figura3-33 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Jueves

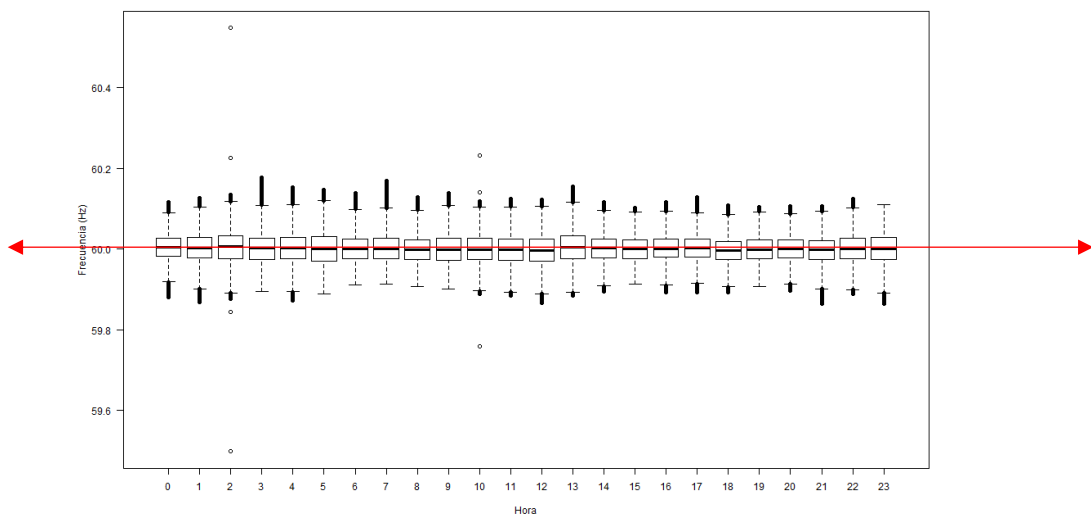


Figura3-34 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Viernes

De la **Figura3-34**, que muestra el resultado para los días viernes, se resalta la presencia de varios valores “outliers”, datos completamente fuera de rango, a las 2 de la madrugada y a las 10 de la mañana. El caso más crítico se presenta a las 2 de la madrugada con valores de 60.2 Hz, 60.5 Hz por el lado superior y 59.5 Hz, 59.75 Hz. Otro aspecto que se observa es que los “bigotes” son menos largos para este caso y el más largo se presenta a las 3 de la madrugada.

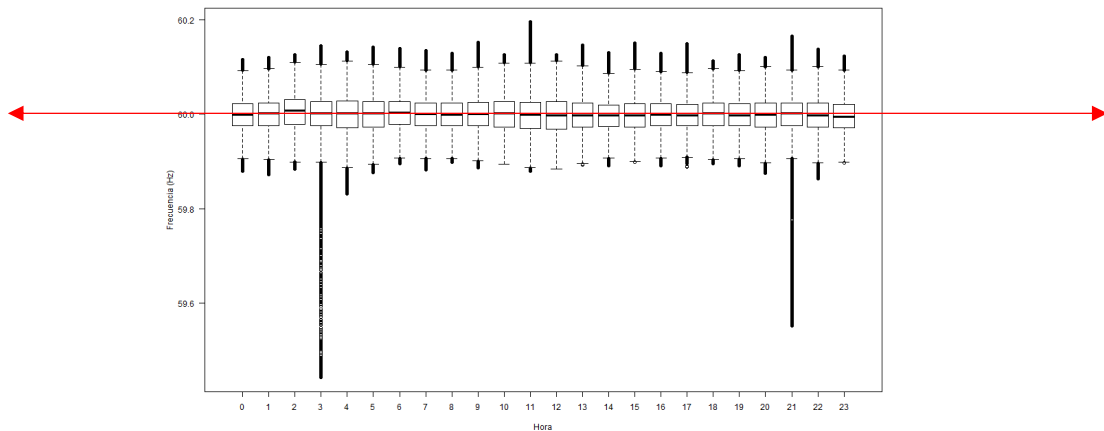


Figura3-35 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Sábado

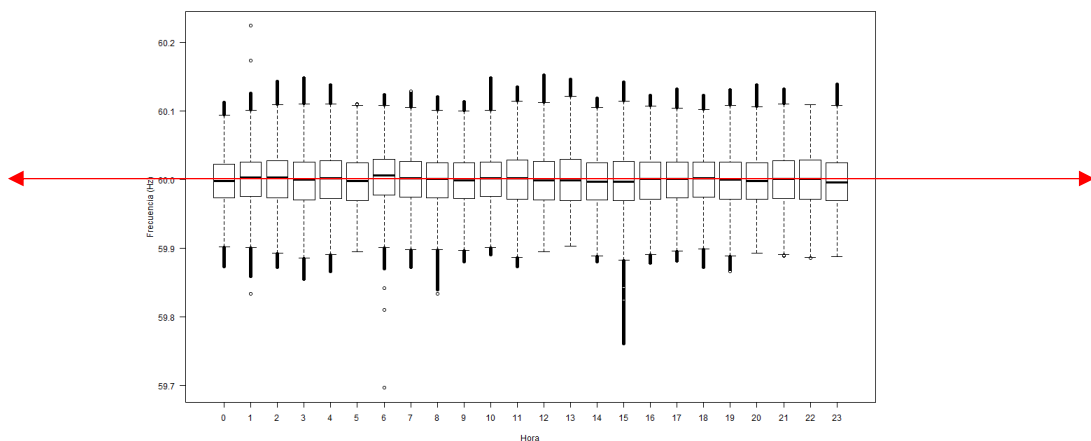


Figura3-36 Box Plot de Señal de Frecuencia Agrupada por Días-Domingo

Los box-plot correspondientes a las mediciones de fin de semana, **Figura3-35** y **Figura3-36**, muestran algunos elementos en común como el hecho de que en el 25% de las horas la media se ubica en 60 Hz, en general la longitud de la mayoría de los bigotes es corta y los casos en que se alargan son bien notorias. En el caso del sábado ocurre a las 3 de la madrugada y a las 9 de la noche, llegando a situarse en el caso más crítico hasta el 59.4 Hz. Para el domingo, el “bigote” más largo ocurre a las 3 de la tarde. El día domingo, además, se presentan varios valores “outliers”, 8 en total, 3 a la una de la madrugada y 3 a las seis de la mañana, los dos restantes se presentan a las 5 y a las 8 de la mañana. En los casos más críticos se alcanzan valores de 59.7Hz y 60.2 Hz.

3.6.3 Análisis Modal, Fourier y Prony

Después de analizar el comportamiento de la señal de frecuencia desde el punto de vista estadístico, donde es posible extraer una idea general del comportamiento de la señal, pasamos ahora a revisar los resultados obtenidos en MATLAB® con las herramientas de análisis de estabilidad. Una de las cosas básicas que quedan claras para la efectiva utilización de la tecnología de las PMU's es que la gran cantidad de información que se recopila en cada segundo tiene su ventaja en cuanto a que la dinámica del sistema puede ser captada de una manera más fiel pero también implica que la utilización de las herramientas de análisis implica un pre-procesamiento de datos para poder alcanzar una mejor eficiencia computacional. Por esta razón en las gráficas siguientes se tiene una ventana con la señal de entrada que consiste básicamente en acotar los instantes de análisis a los períodos de interés cuando la señal alcanzó valores pico. Después se tienen los resultados gráficos, que permiten observar a la luz de diferentes aproximaciones, el comportamiento del sistema desde el punto de vista de la estabilidad.

3.6.3.1 Marzo de 2013

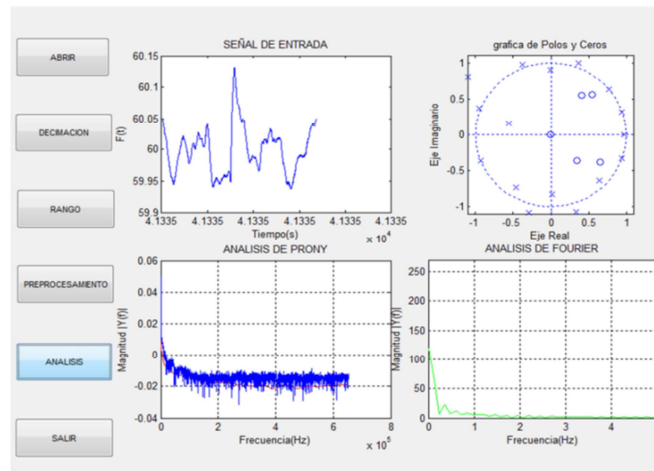


Figura 3-37 Análisis Frecuencia Día 2 de Marzo de 2013-Ventana Valor Máximo

Considerando el instante en que ocurrió el valor máximo de la señal de frecuencia del día 2 de marzo de 2013, 60.13 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva y la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario, de tal forma que es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control,

resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.

- Prony: Se detectan las mayores oscilaciones para las frecuencias de 0.7 Hz, 0.8 Hz y 2.8 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 1 Hz para finalmente decaer alrededor de los 3 Hz. La mayor se sitúa en el orden de los 0.5 Hz.

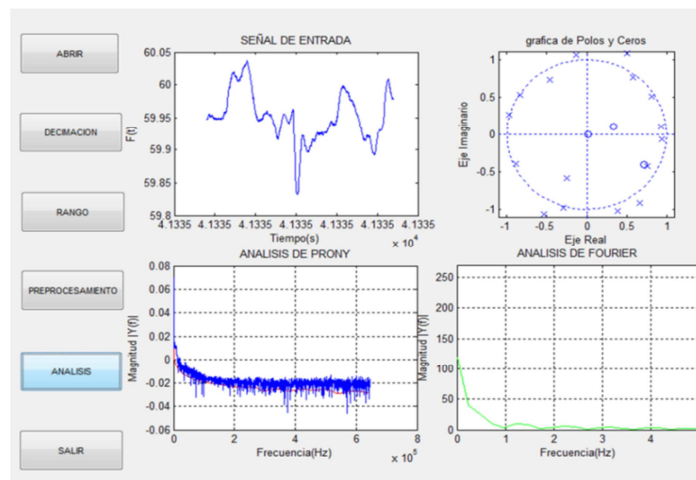


Figura 3-38 Análisis Frecuencia Día 2 de Marzo de 2013-Ventana Valor Mínimo

Considerando el instante en que ocurrió el valor mínimo de la señal de frecuencia del día 2 de marzo de 2013, 59.83 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva y la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario, de tal forma que es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Se detectan las mayores oscilaciones para las frecuencias de 0.8 Hz, 1.0 Hz y 3.8 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer alrededor de los 4 Hz. La mayor se sitúa en el orden de los 1.5 Hz.

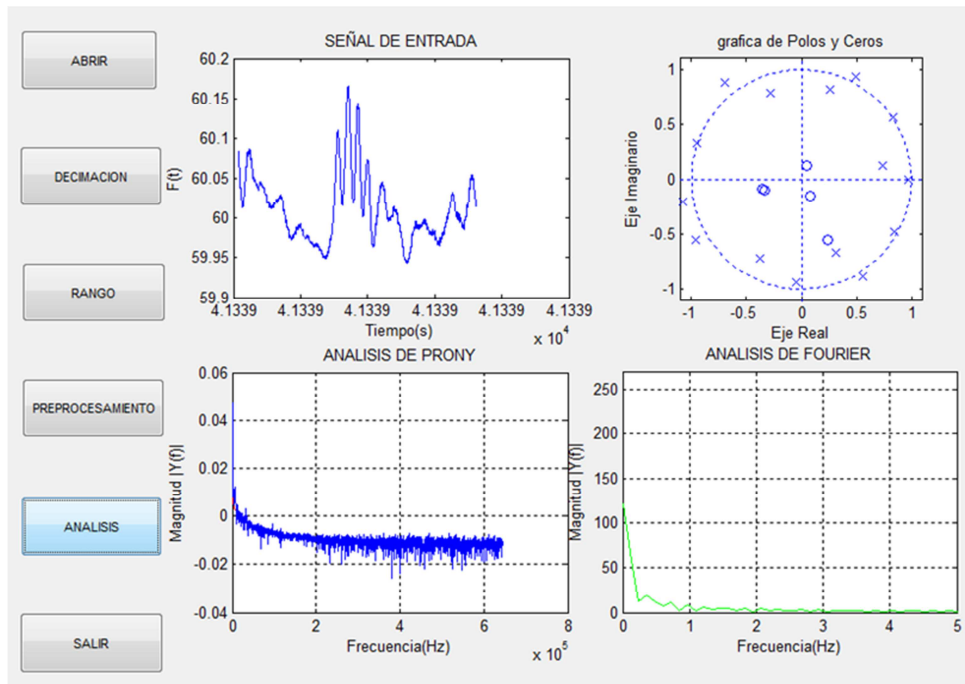


Figura 3-39 Análisis Frecuencia Día 5 de Marzo de 2013-Ventana Valor Máximo

Considerando el instante en que ocurrió el valor máximo de la señal de frecuencia del día 5 de marzo de 2013, 60.17 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva y la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario, de tal forma que es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 0.8 Hz, 2.2 Hz, 2.6 Hz y 3.8 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 3 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 0.5 Hz, 0.7 Hz y 1.0 Hz.

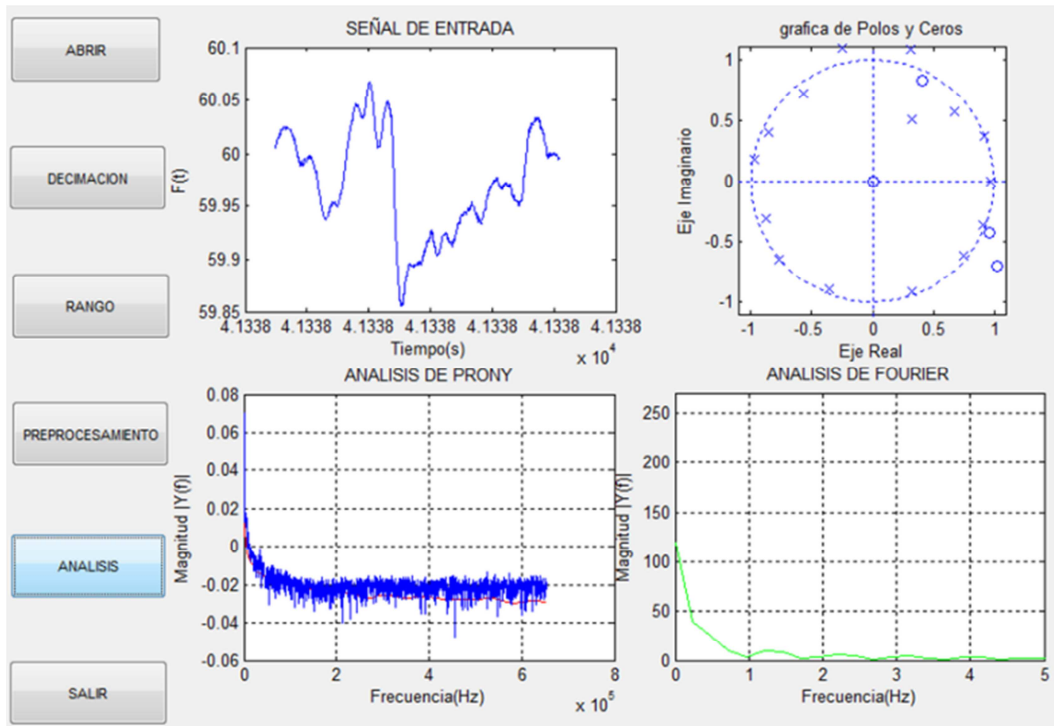


Figura 3-40 Análisis Frecuencia Día 5 de Marzo de 2013-Ventana Valor Mínimo

Considerando el instante en que ocurrió el valor mínimo de la señal de frecuencia del día 5 de marzo de 2013, 59.85 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva y casi todos esos polos se encuentran dentro del círculo unitario, de tal forma que es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 0.5 Hz, 2.1 Hz, 2.6 Hz y 4.8 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 4 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 1.5 Hz y 2.5 Hz.

3.6.3.2 Julio de 2013

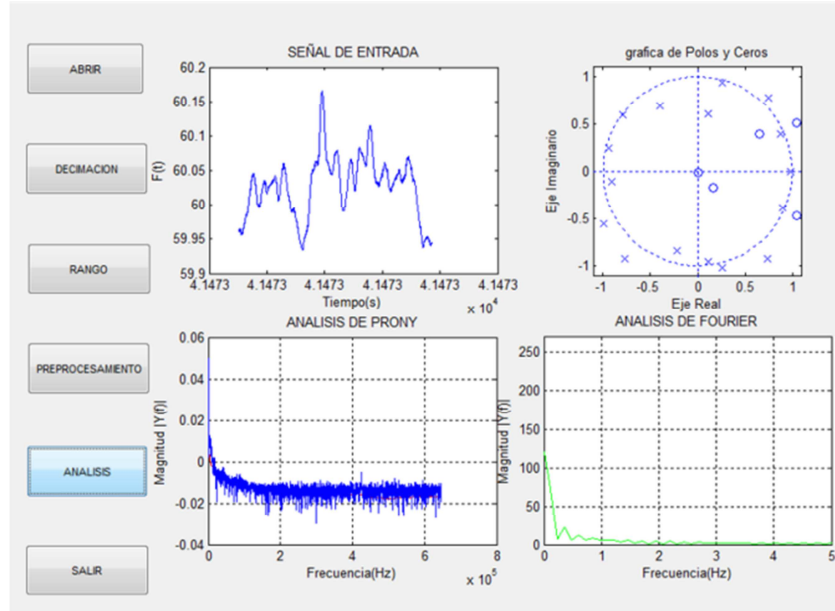


Figura 3-41 Análisis Frecuencia Día 17 de Julio de 2013-Ventana Valor Máximo

Considerando el instante en que ocurrió el valor máximo de la señal de frecuencia del día 17 de Julio de 2013, 60.17 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva, la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario y unos cuantos fuera de dicho círculo, lo que podría derivar en una condición inestable del sistema. Sin embargo, dado que se sabe que este no fue el caso es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 0.2 Hz, 1.0 Hz, 1.8 Hz y 3.0 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 4 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 0.3 Hz y 0.6 Hz.

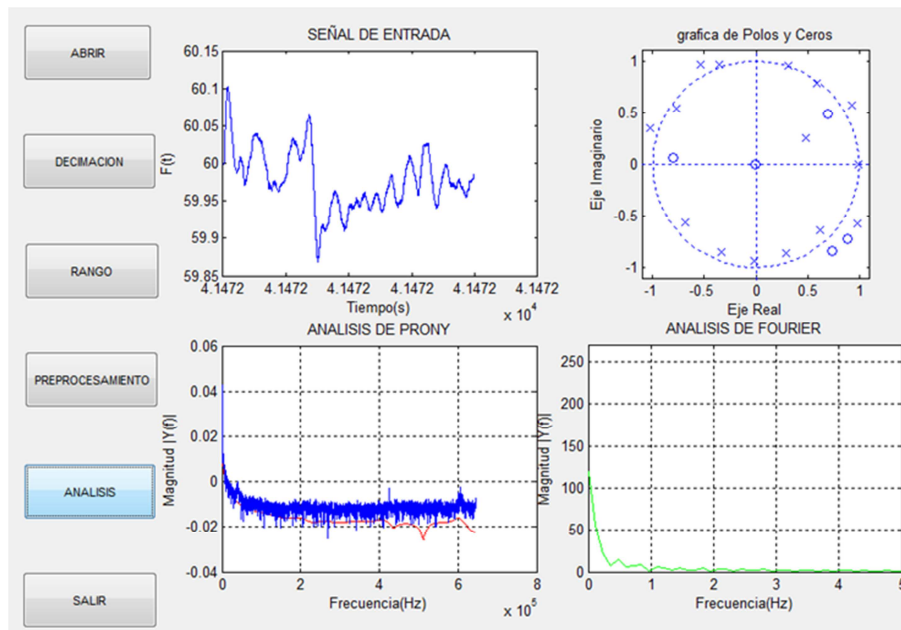


Figura 3-42 Análisis Frecuencia Día 17 de Julio de 2013-Ventana Valor Mínimo

Considerando el instante en que ocurrió el valor mínimo de la señal de frecuencia del día 17 de Julio de 2013, 59.86 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva, la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario y unos cuantos fuera de dicho círculo, lo que podría derivar en una condición inestable del sistema. Sin embargo, dado que se sabe que este no fue el caso es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 1.1 Hz, 2.8 Hz y 4.2 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 3 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 0.6 Hz y 0.8 Hz.

3.6.3.3 Octubre de 2013

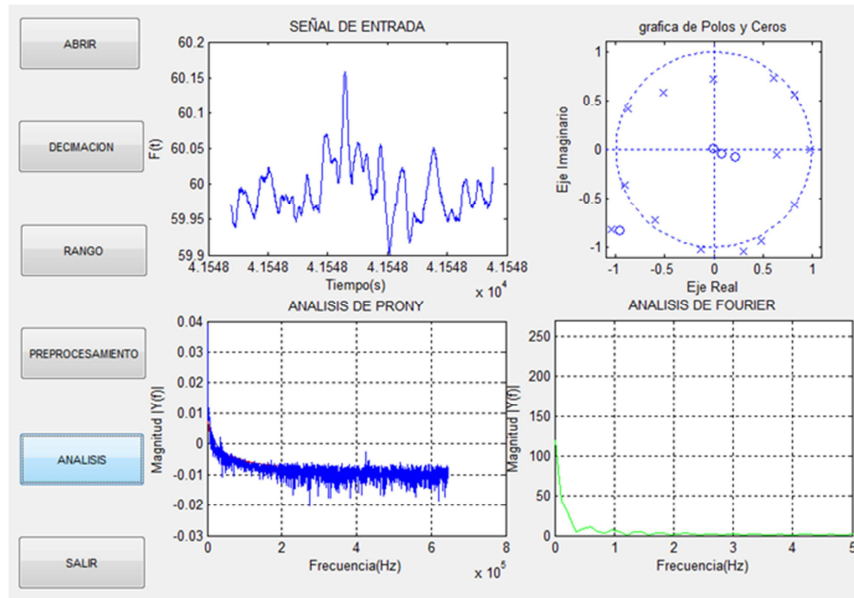


Figura 3-43 Análisis Frecuencia Día 01 de Octubre de 2013-Ventana Valor Máximo

Considerando el instante en que ocurrió el valor máximo de la señal de frecuencia del día 01 de Octubre de 2013, 60.16 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva, la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario y unos cuantos fuera de dicho círculo, lo que podría derivar en una condición inestable del sistema. Sin embargo, dado que se sabe que este no fue el caso es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 0.5 Hz, 2.8 Hz, 3.0 Hz y 3.2 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 3 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 0.6 Hz 1.0 Hz y 1.5 Hz.

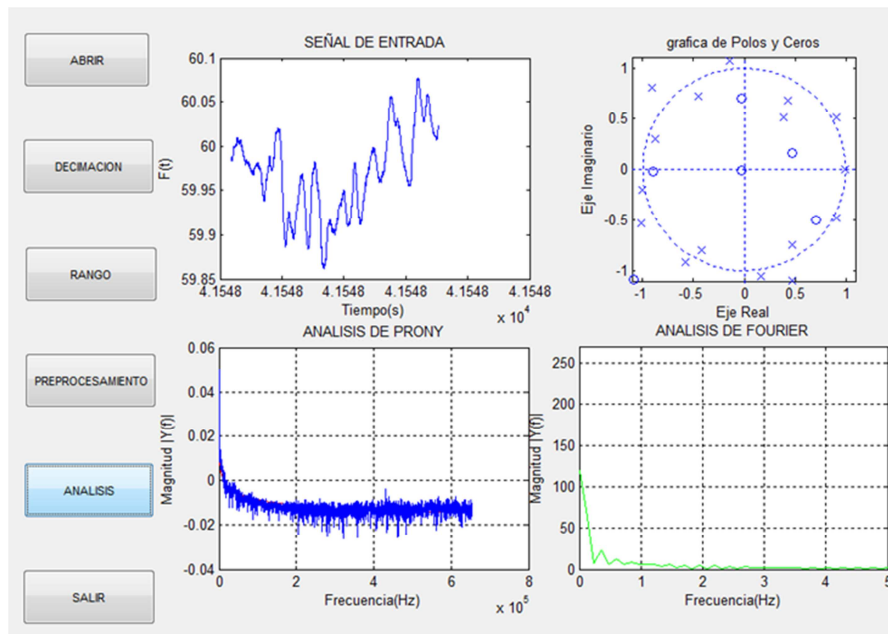


Figura 3-44 Análisis Frecuencia Día 01 de Octubre de 2013-Ventana Valor Mínimo

Considerando el instante en que ocurrió el valor mínimo de la señal de frecuencia del día 01 de Octubre de 2013, 59.86 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- **Modal:** Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva, la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario y varios fuera de dicho círculo, lo que podría derivar en una condición inestable del sistema. Sin embargo, dado que se sabe que este no fue el caso es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- **Prony:** Las mayores oscilaciones se dan para 0.2 Hz, 0.4 Hz, 1.0 Hz, 2.0 Hz, 3.0 Hz, 3.4 Hz, 3.6 Hz y 4.3 Hz.
- **Fourier:** Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 3 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 4 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 0.4 Hz 0.6 Hz y 1.5 Hz.

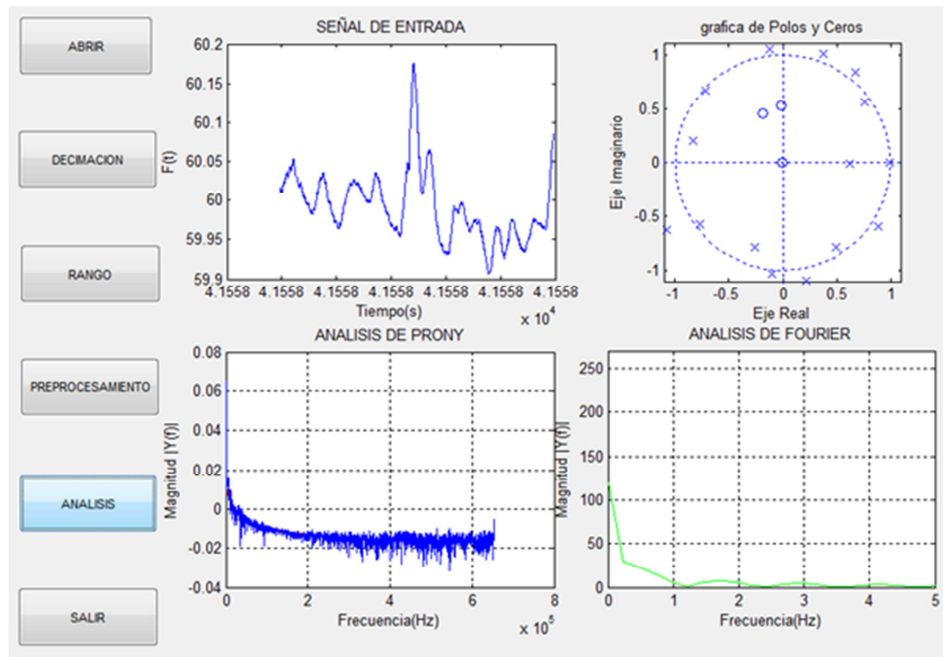


Figura 3-45 Análisis Frecuencia Día 11 de Octubre de 2013-Ventana Valor Máximo

Considerando el instante en que ocurrió el valor máximo de la señal de frecuencia del día 11 de Octubre de 2013, 60.18 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva, la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario y varios fuera de dicho círculo, lo que podría derivar en una condición inestable del sistema. Sin embargo, dado que se sabe que este no fue el caso es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 0.2 Hz, 1.0 Hz, 3.0 Hz, 3.3 Hz, 3.7 Hz, 4.0 Hz, 4.2 Hz, 5.0 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 3 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 5 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 1.5 Hz.

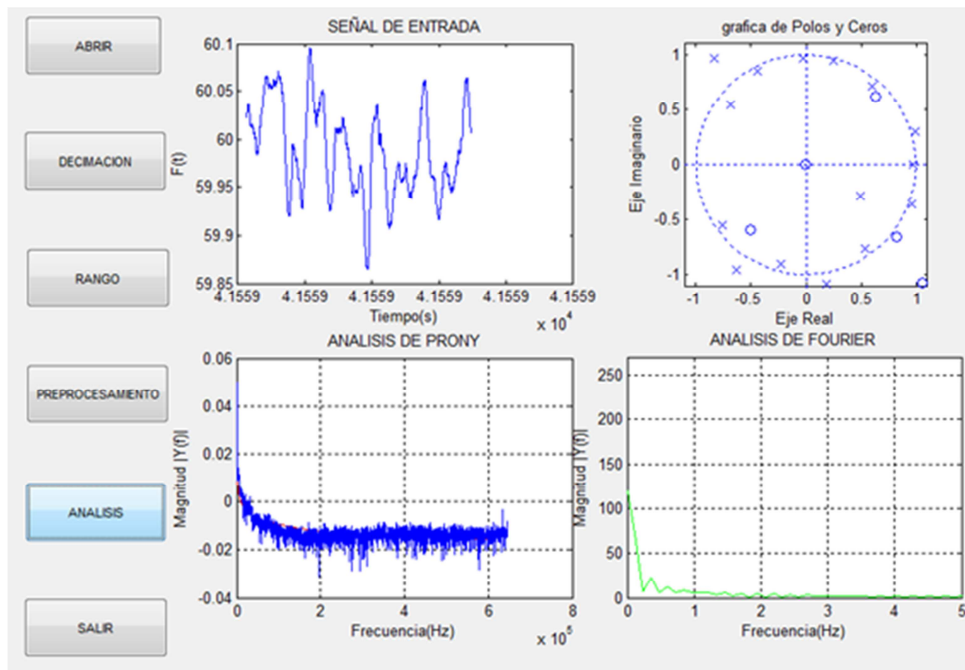


Figura 3-46 Análisis Frecuencia Día 11 de Octubre de 2013-Ventana Valor Mínimo

Considerando el instante en que ocurrió el valor mínimo de la señal de frecuencia del día 11 de Octubre de 2013, 59.87 Hz, se obtienen los siguientes resultados al realizar el análisis de señales:

- Modal: Se presentan polos con parte real negativa y otros con parte real positiva, la mayoría de ellos se encuentran dentro del círculo unitario y varios fuera de dicho círculo, lo que podría derivar en una condición inestable del sistema. Sin embargo, dado que se sabe que este no fue el caso es posible estimar que la realimentación negativa, dada por los esquemas de control, resultarán en que el sistema eventualmente convergerá a un punto de equilibrio estable. Vale recordar que la ubicación de los ceros no tiene impacto dentro de las consideraciones para la estabilidad.
- Prony: Las mayores oscilaciones se dan para 0.5 Hz, 1.0 Hz, 2.0 Hz, 2.8 Hz, 3.0 Hz, 3.2 Hz, 4.2 Hz y 5.8 Hz.
- Fourier: Se observan las mayores oscilaciones entre 0 y 2 Hz para finalmente decaer casi totalmente alrededor de los 3 Hz. Las mayores oscilaciones se observan en el orden de los 0.4 Hz y 0.6 Hz.

3.7 Análisis de Resultados en Relación con las Condiciones Operativas del Sistema Eléctrico

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en los numerales 3.6.1, 3.6.2 y 3.6.3 se observa que:

- Observando el comportamiento de la frecuencia en el tiempo, se observa que el valor de la señal varía continuamente, como resultado de todas las interacciones en la operación del sistema eléctrico, y aunque puede parecer una variación pequeña, 0.0017%, se debe tener en cuenta que los márgenes de variación de la frecuencia permitidos en la regulación colombiana son bajos. De hecho se encontró que el valor mínimo de frecuencia para el todo el intervalo de medición fue de 59.398 Hz, obtenido el 22 de Julio de 2013, este valor se encuentra por fuera del rango de calidad definido en la regulación para condiciones normales de operación, que es de 59.8 Hz. De hecho durante los 25 días de medición disponibles, el valor mínimo diario estuvo por debajo de los 59.8 Hz durante 8 días, siendo este un aspecto operativo a tener en cuenta.
- El límite superior de valor de frecuencia fijado en la regulación para condiciones normales de operación, es decir en ausencia de eventos en el sistema, de 60.2 Hz, fue superado en 4 días durante los 25 días de medición, 60.548 Hz, 60.254 Hz, 60.232 Hz y 60.224 Hz fueron los valores por fuera de límite alcanzados. Por lo que parece que el sistema colombiano en lo que corresponde a eventos relacionados con la frecuencia tiende a estar caracterizada por la baja frecuencia.
- En los análisis efectuados por horas para los días medidos, se observa un patrón muy marcado en las horas de la madrugada, entre la 1 y las 5 de la madrugada, se tienen valores límites, especialmente mínimos, lo cual es llamativo dado que estas horas no son de alta demanda lo cual pudiese explicar la caída en la frecuencia, de tal forma que la causa de tal fenómeno debe ser otra.

- El análisis estadístico de la información recopilada permite establecer que la desviación estándar no supera los 0.038 Hz, lo que indica que en general la dispersión de los datos es baja. Los datos que presentan una mayor desviación estándar son los tomados en el mes de Julio de 2013, del orden de 0.0368 Hz (0.061% del valor de referencia), indicando en este sentido que son estas medidas las que presentan una mayor dispersión. Al resaltar que la baja dispersión de los datos es un aspecto que habla a favor del control de frecuencia que se lleva a cabo en el sistema.
- Los datos recopilados y que se han incluidos en los histogramas de frecuencias de la sección 3.6.2, muestran una distribución normal. Este comportamiento es coherente dado que el valor de 60 Hz y los más cercanos a este, era el rango más esperado, situándose en la parte central y abarcando la mayor parte de los datos, quedando para las colas la presencia de valores menos probables o valores límites, tanto mínimos como máximos.
- Así las cosas, el comportamiento de los datos medidos se caracteriza por ser bastante estable los días martes, miércoles y jueves. Los días lunes, viernes, sábado y domingo se presentan mayor cantidad de valores pico, especialmente mínimos y, como se había mencionado antes, el período de ocurrencia es coincidente, entre las 1 y las 5 de la mañana, mostrando que el control de frecuencia tiende a funcionar de forma un poco menos efectiva en la madrugada de los fines e inicio de semana.
- La herramienta del box plot del software R, provee una manera gráfica y sencilla de evidenciar la repartición de los datos recopilados. El box-plot de los datos de los lunes, muestra que los “bigotes” se desplazan en función de la variabilidad de los datos y en este caso son más largos en dos períodos: a la una de la madrugada y en horas de la tarde entre las 4 y las 5 de la tarde. En el caso de los datos tomados en día martes, se observa que la diferencia en la longitud de los “bigotes” es menos marcada que en el caso anterior, sin embargo hacia las 2 de la madrugada y las 4 de la tarde vuelve a presentarse el fenómeno de mayor

variabilidad, esta vez hacia el límite superior de los datos (valores mayores a 60 Hz). En el caso de los datos tomados los miércoles se observa que la media, 60 Hz, referenciada con la línea roja, solo se cumple en el 25% de las horas, el resto del tiempo se sitúa ligeramente por encima o por debajo. Nuevamente se presenta el “bigote” de mayor longitud a la una de la madrugada con tendencia hacia el límite superior, le siguen en orden de longitud, otro a las 4 de la madrugada y a las 4 de la tarde. Se presentan, así mismo, los denominados “outliers” que corresponden a los valores solitarios fuera de rango, en este caso un valor máximo y mínimo a las 2 de la madrugada, con valores por debajo del 59.9 Hz y por encima de 60.1 Hz. El box-plot para los días jueves medidos muestra que el “bigote” más largo se presenta sobre las 3 de la madrugada y se extiende tanto hacia el límite inferior como al superior. Adicionalmente a las 4 de la tarde la longitud del “bigote” se extiende también. Para los días viernes, se resalta la presencia de varios valores “outliers”, datos completamente fuera de rango, a las 2 de la madrugada y a las 10 de la mañana. Los box-plot correspondientes a las mediciones de fin de semana muestran algunos elementos en común como el hecho de que en el 25% de las horas la media se ubica en 60 Hz, en general la longitud de la mayoría de los bigotes es corta y los casos en que se alargan son bien notorias. En el caso del sábado ocurre a las 3 de la madrugada y a las 9 de la noche, llegando a situarse en el caso más crítico hasta el 59.4 Hz. Para el domingo, el “bigote” más largo ocurre a las 3 de la tarde. El día domingo, además, se presentan varios valores “outliers”, 8 en total, 3 a la una de la madrugada y 3 a las seis de la mañana, los dos restantes se presentan a las 5 y a las 8 de la mañana.

- La herramienta desarrollada bajo ambiente MATLAB®, permitió mostrar gráficamente las oscilaciones de baja frecuencia que se presentaron en los momentos de ocurrencia de valores límites (máximos y mínimos) de la señal de frecuencia. Se observa que dichas oscilaciones se mantienen dentro del rango de la baja frecuencia, amortiguándose en todos los casos analizados lo cual también habla a favor del control de frecuencia que se desarrolla en el sistema. Se utilizaron 3 métodos de análisis, Modal, Prony y Fourier, que permiten efectuar análisis complementarios desde el punto de vista de la estabilidad.

- Cabe señalar además que durante el intervalo de medición de los datos no se presentaron eventos de gran magnitud en el Sistema Interconectado Colombiano (SIN) y la caracterización de la frecuencia antes descrita y sus oscilaciones, correspondió a un resultado global de las interacciones generación-demanda del sistema eléctrico incluso teniendo en cuenta sus mecanismos de control de frecuencia en manos del operador del sistema de potencia colombiano y de los generadores.

3.8 Recomendaciones

- La gran cantidad de datos resultantes del muestreo con una PMU, obligan necesariamente a tomar estrategias de procesamiento de datos de tal manera que se pueda extraer información relevante dependiendo de los intereses de cada estudio. En este caso particular se optó por realizar consultas en una base de datos de MySQL. Con los desarrollos efectuados en MATLAB® y en R, fue posible exportar los datos desde la base de datos y desarrollar los análisis de interés para el estudio, todo esto en aras de mejorar la eficiencia computacional. En general, se considera que esta es uno de los retos al utilizar esta tecnología de medición para realizar análisis de sistemas de potencia.
- Ahora, en lo que corresponde al control de frecuencia propiamente dicho, es posible decir que si bien la frecuencia durante el intervalo medido presenta un comportamiento en general aceptable, al analizar en detalle ciertos aspectos puntuales como los valores mínimos por fuera de rango que se alcanzaron en ausencia de eventos mayores y los valores extremadamente bajos que alcanza la frecuencia en horas diferentes a las esperadas, por ejemplo las de alta demanda, evidencian que aún existen aspectos por mejorar en el control de frecuencia del sistema eléctrico colombiano y que la tecnología de las PMU's es una herramienta valiosa para estos propósitos.

- Ahora, otra oportunidad de mejora, que se evidencia como trabajo futuro, a partir de la observación de la topología actual y proyectada del sistema eléctrico colombiano, la constituye la diversificación en la ubicación de los centros de generación y la instalación de mayores enlaces de transmisión entre las áreas eléctricas del país. Dado que, según la teoría revisada, estos son factores que contribuyen a la aparición de oscilaciones de baja frecuencia en el sistema eléctrico. Por supuesto, se requieren estudios más detallados del sistema eléctrico colombiano para identificar en detalle esta influencia y las estrategias de mejora más recomendables.

4. Conclusiones

4.1 Desarrollo de Objetivos

Para cumplir el objetivo general de analizar la información de frecuencia eléctrica obtenida a partir de una unidad de medición fasorial (PMU) instalada en el sistema eléctrico colombiano atendiendo aspectos como el efecto de algunos modos operativos en el comportamiento de dicha frecuencia y las oscilaciones de baja frecuencia, se cumplieron los objetivos intermedios de recopilar información de una PMU instalada en el sistema eléctrico colombiano, específicamente en un barraje de baja tensión en la Universidad Nacional, y a través de técnicas de procesamiento de datos, permitir la gestión, identificación y selección de la información relevante para los análisis en el que se atendió la parte estadística de los datos recopilados y el despliegue de resultados derivados del análisis Modal, Fourier y Prony para caracterizar el fenómeno y relacionarlo con condiciones operativas del sistema eléctrico, como tipos de días de la semana, horas y su relación con la demanda y las fechas específicas en caso de que hubiese ocurrido un evento de gran magnitud en el sistema eléctrico colombiano.

4.2 Aspectos Técnicos

Este trabajo es una aproximación al tema de la utilización de datos de PMU's para efectuar análisis de sistemas de potencia y permite desde ya identificar algunos aspectos de interés en la utilización de este tipo de información como lo es el tema de la gestión de la información asociada a estos equipos, debido a que con tantas muestras que se toman por unidad de tiempo, se hace crítico contar con diversas herramientas computacionales y de minería de datos que permitan extraer la información relevante para los diferentes

análisis técnicos, en caso contrario es probable que la cantidad excesiva de datos impacte de manera negativa la efectividad del proceso, especialmente cuando se trata de aprovechar los datos de las PMU's para toma de decisiones "on line".

En lo que respecta al sistema analizado, el colombiano, la información de la frecuencia obtenida, debido a la naturaleza inercial de este parámetro, correspondió a un resultado global de las interacciones generación-demanda del sistema eléctrico incluso teniendo en cuenta sus mecanismos de control de frecuencia en manos del operador del sistema de potencia colombiano y de los generadores. Dicho control en general se observa que funciona y en la mayor parte del tiempo mantiene esta característica global del sistema dentro de los valores límites fijados, sin embargo se presentan algunas oportunidades de mejora que ya han sido reseñadas.

4.3 Trabajos Futuros

Como trabajo futuro a nivel académico se espera seguir avanzando en el desarrollo de herramientas de gestión de datos extraídos de las PMU's adaptándolas al tipo de análisis técnico a desarrollar y por supuesto seguir realizando dichos análisis en el área de estabilidad, seguridad, confiabilidad y demás áreas de interés en el análisis de sistemas de potencia. En este sentido, la labor desarrollada en el seno de la Universidad Nacional al instalar su propia unidad de medición fasorial, es muy importante de cara al futuro pues permitirá sin duda alguna adquirir los datos necesarios para probar las herramientas de gestión de información y análisis de sistemas de potencia que se desarrollen, trabajando cada vez más con datos reales lo que implicará nuevos retos para los ingenieros en formación.

5. Bibliografía

1. R. T. Byerly, R. J. Bennon, and D. E. Sherman, "Eigenvalue analysis of synchronizing power flow oscillations in large electric power systems," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-IOI, no. I, pp. 235-243, Jan. 1982.
2. P. Kundur, G. I. Rogers, D. Y. Wong, L. Wang, and M. G. Lauby, "A comprehensive computer program package for small signal stability analysis of power systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 5, no. 4, pp. 1076-1083, Nov. 1990
3. L. Wang and A. Semiyen, "Application of sparse eigenvalue techniques to the small signal stability analysis of large power systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 5, no. 2, pp. 635-642, May 1990
4. A.G. Phadke. "Synchronized phasor measurements in power systems" .IEEE Computer Applications in Power, Vol. 6, No. 2, April 1993, pp. 10-15
5. X. Xie, S. Zhang, 1.Xiao, 1. We, and Y. Pu, "Small signal stability assessment with online eigenvalue identification based on wide-area measurement system", Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific. 2005 IEEE/PES, Dalian, China, 2005
6. G. Phadke, M. Ibrahim, T. Hlibka, "Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-96, No. 2, March/April 1977, pp. 635-646.

7. A.G. Phadke and J. S. Thorp. "History and Applications of Phasor Measurements" Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, 2006.
8. D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu and J. Cole. "Dawn of the grid synchronization". IEEE Power and Energy Magazine. Vol. 6, No. 1, January 2008, pp. 49-60
9. K.E. Martin. "Phasor measurement systems in the WECC". IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp. 7.
10. Carantón A. Saavedra L. "Evaluación de la utilización de unidades de medición fasorial en el sistema eléctrico colombiano". Universidad Nacional de Colombia. 2006, pp. 45.
11. K.E. Martin. "Synchrophasor Standards Development-IEEE C37.118 & IEC 61850". Proceedings of the 44th Hawaii International Conference on System Sciences", 2011.
12. S. Y. Sun, H. C. Shu, J. Dong and Z. J. Liu. "Analysis of Low Frequency Oscillation Mode Based on PMU and PRONY Method". IEEE Electrical Power & Energy Conference. 2008.
13. P. Tripathy, S.C. Srivastava and S.N. Singh. "An Improved Prony Method for Identifying Low frequency Oscillations using Synchro-Phasor Measurements". Third International Conference on Power Systems, Kharagpur, INDIA December 27-29, 2009
14. N. Kakimoto, M. Sugumi, T. Makino, and K. Tomiyama. "Monitoring of Interarea Oscillation Mode by Synchronized Phasor Measurement" IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 1, pp. 260-268, Feb. 2006.
15. P. Korba, M. Larsson, and C. Rehtanz, "Detection of oscillations in power systems using Kalman filtering techniques," in Proc. IEEE Control Application, vol. I, no. I, pp. 183-188, 2003.

16. A.G Phadke and J.S. Thorp, "Synchronized Phasor Measurements and their Applications". Springer, 2008
17. G.T Heydt; C.C Liu; A.G Phadke; V.Vittal; "Solution for the crisis in electric power supply", Computer Applications in Power, IEEE, Vol.14, no.3, pp.22-30, Jul 2001
18. J. Y. Cai, Zhenyu Huang, J. Hauer, K. Martin, "Current status and experience of WAMS implementation in North America," IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Aug. 2005, pp.1-7.
19. Z. Pengfei, L. Chenglian, M. Yuanjing. "Wide Area Monitoring and Analysis of Henan Power System Dynamic Performance," Proceedings of CSU-EPSCA, vol.19 (4), pp. 65-69, Aug. 2007.
20. D.M. Lavery, D.J. Morrow, R. Best, P.A. Crossley, 2008, 'Internet based phasor measurement for phase control of synchronous islands', IEEE Power Eng. Soc.General Meeting (accepted for publication)
21. G. Zonghe, D. Zemei, Z. Mingyu, S. Dawei, X. Chunlei, "Integrative EMS and WAMS Based on a Unified Supporting Platform," Automation of Electric Power Systems, vol. 30(16), pp. 41-45, Aug. 2006
22. B. Naduvathuparambil, M. C. Valenti, A. Feliachi, "Communication delays in wide area measurement systems," Proceedings of the Southeastern Symposium on System Theory, March 2002, pp. 118-122
23. H. Zhixiang, X. Xiaorong, X. Jinyu, T. Luyuan, "Analysis and Test on Delays in the Wide Area Measuring System," Automation of Electric Power Systems, vol. 28(15), pp. 39-43, Aug. 2004

24. R.F.Nuqui and A.G.Phadke, "Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements", Power Tech Conference Proceedings, pp.1665 – 1669, July 2007
25. C. W. Taylor, "WACS-wide-area stability and voltage control system: R&D and on-line demonstration," IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2004
26. I. Kamwa, R. Grondin, and Y. Hebert, "Wide-area measurement based stabilizing control of large power systems—A decentralized/hierarchical approach," IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, pp. 136–153, Feb. 2001
27. M. Larsson, C. Rehtanz, and J. Bertsch. "Real-time Voltage Stability Assessment for Transmission Corridors", Proceedings of IFAC Power Plants and Power Systems Control Conference, Seoul, Korea, 2003
28. L. Gang, W. Shaorong, X. Tao, X. Bitao, Ch. Shijie, L. Xiaorui, "Direct Measurement of Power Angles in Wide-area Power System Dynamic Supervisory," Automation of Electric Power Systems, vol. 29(3), pp. 45-50, Feb. 2005
29. Z. Pengfei, X. Yusheng, Z. Qiping, Li Gang, Cao Lu, "Quantitative Transient Stability Assessment Method Using Phasor Measurement," Automation of Electric Power Systems, vol. 28(20), pp. 17-20, Oct. 2004
30. C. Yijia, L. Dahu, "Study on Large-scale Grid Load Modeling Based on Wide Area Measurement System", Journal of Electric Power Science and Technology, vol.22(2), pp. 1-7, Jun. 2007
31. J.Lu, Z.Dai, Z.Gao;" Research on Testing Technique for Wide Area Monitoring System"; International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application, 2010
32. P. Kundur, "Power System Stability and Control", EPRI Publications, 1993

33. A.P.S. Meliopoulos, G.J. Cokkinides, O. Wasynczuk, E. Coyle, M. Bell, C. Hoffmann, C. Nita-Rotaru, T. Downar, L. Tsoukalas, R. Gao, "PMU Data Characterization and Application to Stability Monitoring", IEEE Power Systems Conference and Expositions, pp. 151-158, Oct. 2006
34. E.O Schweitzer, III;"TenSynchrophasor Application Tips", August 2006
35. M. D. Ilic, E. H. Allen, J.W. Chapman, C.A. King, J. Lang, E. Litvinov, "Preventing Future Blackouts by Means of Enhanced Electric Power Systems Control: From Complexity to Order", Proceedings of the IEEE, Vol. 93, No. 11, 2005, pp. 1920-1941.
36. D. Novosel, K.Vu."Benefits of PMU for Various Applications".7th Symposium on Power System Management. November 2006.
37. R. Nuqui."Electric Power Grid Monitoring with Synchronized PhasorMeasurements".VDM Publishing House,2009
38. R. León, J. Gómez, J. González, G. Lopez, M. Osorio. "Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud-SIRENA". Investigación&DesarrolloPremioAsocodis-CNO. 2011.
39. L. Ding; A. Xue; F. Han; J. Li; M.Wang; T. Bi;"Dominant mode identification for low frequency oscillations of power systems based on Prony algorithm", Critical Infrastructure 5th Conference, 2010.
40. T. Chen; M. Wang; J. Song; "Prospect and state on power system low frequency oscillation and the prospect"; International Conference on Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer, 2011.
41. IEEE C37.118-2011. "IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems", 2011.

42. C. Sharma; P. Singh. "Contribution of loads to low frequency oscillations in power system operation". IEEE Transmission and Distribution Conference and Expositions, 2008.
43. L. Wang. "Impact of Cascading Circuit Outages on Low Frequency Oscillations of Power Systems". IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005
44. H.G. Far; L. Changling; H. Banakar; L. Pei; B. Ooi, "Damping inter-area oscillations by multiple modal selectivity method". Power & Energy Society General Meeting, 2009.
45. J.V Milanovic; "Damping of the low-frequency oscillations of the generator: dynamic interactions and the effectiveness of the controllers. IEEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, Volume: 149 Issue: 6, pp.753-760, 2002.
46. X. Jianbo; H. Zhiyong; W. Guoping; H. Renmu; X. Yanhui; "Energy Analysis of Power System Low Frequency Oscillation of Resonance Mechanism". Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Third International Conference, 2008.
47. D. Yang; C. Rehtanz; R. Xiu; "Analysis of Low Frequency Oscillations in Power System based on HHT Technique"; 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2010.
48. Y. Huang; Z. Xu; W. Pan "Practical Analysis Method of Low Frequency Oscillation for Large Power Systems". IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 2 pp 1623-1629. 2005
49. D. Ruiz-Vega; A. Messina; G. Enríquez-Harper; "Analysis of inter-area oscillations via non-linear time-series analysis technique". 15th PSCC, Session 32, Paper 2. 2005.
50. L. Wang; H. Wang. "The effect of prime moves and governors on the low frequency oscillations of Yunnan Power Grid". International Conference on Electrical Machines and Systems, 2011.

51. A.M Parimi; I. Elamvazuthi; N. Saad. "Interline Power Flow Controller (IPFC) based damping controllers for damping low frequency oscillations in a power system. International Conference on Sustainable Energy Technologies, pp 334-339, 2008.
52. B. Tianshu Bi; H. Liu; M. Kezunovic; "The Discussion on the Key Issues Affecting the Accuracy and the Application of PMU Technology". 44th Hawaii International Conference on System Sciences, pp1-6, 2011.
53. X. Yusheng; "Some viewpoints and experiences on wide area measurement systems and wide area control systems".Power& Energy Society General Meeting, pp1-6, 2009.
54. W. Yusheng, W. Xingping, F. Tao. "Electric power system supervisory and control system for the 21 century-CC-2000 system". International Conference on Power System Technology, 2000, vol.1,pp 509-513.
55. D. Wang, Y. Yu, Ch. Fu. "Security Region Based Probabilistic Security Assessment of Power Transmission System a Basic Concept". Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005, pp 1–5.
56. D. Despa, Y. Mitani, Ch.Li, M. Watanabe. "PMU Based Monitoring and Estimation of Interarea Power Oscillation for Singapore-Malaysia Interconnection Power System". IEEE IPEC, 2010, pp 476-480.
57. E. Grebe, J. Kabouris, S. LópezBarba, W. Sattinger, W. Winter."Low Frequency Oscillations in the Interconnected System of Continental Europe". IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2010, pp 1-7.
58. I.C Decker; M.N Agostini; A.S e Silva; D. Dotta. "Monitoring of a large scale event in the Brazilian Power System by WAMS".iREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control, 2010, pp 1-8.

59. F. de Mello, "Process Dynamics in Electric Utility Systems," del "Course notes on generation dynamics and control," 1973.
60. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
61. J. Machowski; J. Bialek; J. Bumby. "Power System Dynamics: Stability and Control. Second Edition. United Kingdom. John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
62. Ch. Lo, N. Ansari. "The Progressive Smart Grid System from Both Power and Communications Aspects".IEEE Communications Surveys & Tutorials. 2011.
63. X. Yong, Z. Dao-Nong, Y. Yuehai. "The Research of Synchronized Phasor Measurement Units in Smart Substations".The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection.2011.
64. Z. Zhang, I. Voloh, J. Cárdenas, I. Antiza, F. Iliceto. "Inter-area Oscillation Detection by Modern Digital Relays". The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. 2011.
65. J. Polonetsky and C. Wolf. "How privacy (or lack of it) could sabotage the grid". Smart Grid News.com.[Online].2009.
66. C. D. Marson. "Why IP is the right choice for Smart Grid". Network World.[Online].2009.
67. D. G. Hart, "Using AMI to realize the Smart Grid," in Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, 20-24 July 2008, pp. 1–2.

68. Study of security attributes of Smart Grid systems: Current cyber security issues," Idaho National Laboratory (INL), National SCADA Test Bed (NSTB) Rep. INL/EXT-09-15500, Apr. 2009. [Online].
69. "Enabling tomorrow's electricity system: Report of the ontario Smart Grid forum," Independent Electricity System Operator (IESO), Forum Rep. [Online].2009.
70. A. Harris, "Smart Grid thinking - [power super grid]," IET/IEEE Eng. Technol., vol. 4, no. 9, 23 May-5 June 2009, pp. 46–49.
71. A. Aldana, R. Céspedes, E. Parra, R. Lopez, M.E. Ruiz. "Implementation of Smart Grids in the Colombian Electrical Sector".IEEE, 2011.
72. M. A. Pai, D. P. Sen Gupta and K. R. Padiyar.Small Signal Análisis of Power Systems.1a.Edición.Alpha Science International LTD. 2005.pp 199-212.
73. J. F. Hauer. (1989). "Introduction to the 1989 IEEE/PES Symposium on Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance". Tutorial: Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance, Publication No. 90 TH0292-3-PWR, pp 1-4, 1989.
74. CIGRE Task Force 38.01.07, Analysis and Control of Power System Oscillations, Task Force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38, Technical Brochure No. 111. December 1996.
75. J. F. Hauer, C.J. Demeure and L.L. Scharf. "Initial Results in Prony Analysis of Power System Response Signals". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 5, No. 1, pp. 80-89, February 1990.
76. Louis L. Scharf. "Statiscal Signal ProcesingDeteccion, Estimation, and Time Series Analysis". Addison-Wesley Publishing Company, 1991.

77. D. J. Trudnowski, J.M. Johnson and J.F. Hauer. "Making Prony Analysis More Accurate using Multiple Signals".IEEETransactionsonPowerSystems.Vol. 14, No. 1, pp. 226-231, February 1999.