



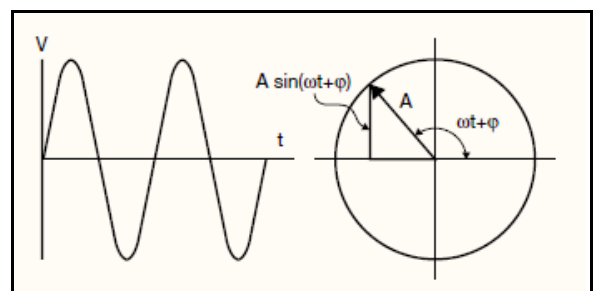
**Abstract—** En este documento se expone una metodología de prueba que ejemplifica la variación de frecuencia y permite validar la funcionalidad de una unidad de medición fasorial (PMU). Se uso un equipo de prueba [MEGGER MPRT8430](#) [1]. Durante los ensayos se mantiene como directriz de prueba el estándar internacional [IEEE Std C37.118.1-2011](#) [2] (en lo aplicable al ensayo de funcionalidad de PMU solamente) y el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) para el Sistema Eléctrico Nacional que fue publicado en el [DOF el 04 de Diciembre de 2017](#) [3]. Los resultados y conclusiones hallados aparecen al final del documento.

**Index Terms—** Uso y aplicación de las unidades de medición fasorial (PMUs) en los sistemas eléctricos de área amplia, Aplicación de la norma a PMU, Interpretación practica de LA TRANSFORMADA DE FOURIER, Ensayos prácticos usando el Megger MPRT 8430 en unidad de medición fasorial ERL TESLA 4000, Conclusiones, Bibliografía consultada.

### I. Uso y aplicación de las unidades de medición fasorial (PMUs) en los sistemas eléctricos de área amplia

Si en una parte de una red eléctrica se produce una pérdida importante de sincronización con el resto, puede ocurrir que la red deje de ser estable y se produzca un corte. Así es como tienen lugar las interrupciones de suministro. Los ingenieros especialistas en redes han tratado en todos los casos de supervisar –en tiempo real– los ángulos relativos de fase de todas las tensiones e intensidades de la red. En el pasado esto no era posible debido a la falta de capacidad de procesamiento y a las grandes dificultades propias de la captación, coordinación y sincronización de los datos de la red. Pero las nuevas tecnologías han dado

un vuelco radical a esta situación. Para facilitar las cosas, los ingenieros han simplificado las matemáticas que aplican y han orillado las dificultades propias de las ecuaciones diferenciales con largas expresiones como  $A \sin(\omega t + \phi)$ , típicas de las ondas sinusoidales de la CA y variables en el tiempo. La simplificación ha supuesto pasar las ecuaciones referidas de tipo  $A \sin(\omega t + \phi)$ , a otro sistema de coordenadas más fácil de manejar en la ingeniería eléctrica. Así, la corriente alterna representada por la curva de la izquierda, puede expresarse también con el diagrama de la derecha (fasorial).



El radio gira como un vector rotativo con frecuencia  $\omega$  describiendo un círculo. La longitud del radio representa la amplitud, en este caso de la tensión. La componente vertical tiene el valor  $A \sin(\omega t + \phi)$  en la curva sinusoidal de la CA.

“Este radio giratorio es el denominado fasor”.

El uso de la notación de fasores no solo trae consigo una importante simplificación matemática; también reduce las necesidades de sistemas electrónicos y de capacidad de procesamiento.

En este marco uno de los sistemas más avanzados es la denominada Unidad de Medida Fasorial (PMU por sus siglas en ingles "Phasor Measurement Unit" ) o sincrofasores regidos por la norma [IEEE C37.118.1 / C37.118.2](#) [4]. Estos PMUs permiten determinar la estabilidad de la red eléctrica en una zona geográfica muy amplia con una exactitud de microsegundos. Por tanto, la sincronización de las Unidades de Medida fasoriales (PMUs) es clave para la vigilancia, protección, control y estimación de estado en sistemas de potencia. Un Sincrofasor, es definido en la especificación [CFE G0100-16](#) [5], en el punto 4.10 como:

*"UN FASOR CALCULADO A PARTIR DE DATOS MUESTREADOS DE UNA SENAL DE TIEMPO SINCRONIZADA CON UN ESTANDAR DE TIEMPO (UTC), COMO REFERENCIA PARA LA MEDICION. ES UN FASOR CON UNA ESTAMPA DE TIEMPO UNICA"*

Los valores de los fasores de tensión y corriente deben transferirse a un sistema de procesamiento de datos central, conocido como **PDC (Phase Data Concentrator)**. Actualmente las PMUs permiten estimar la frecuencia y detectar desviaciones de fase con errores cercanos a 1 microsegundo. Para alcanzar este nivel de precisión todas las PMUs utilizan la señal de un pulso por segundo (PPS) procedente de un GPS y estabilizan sus relojes localmente para muestrear y enviar los sincrofasores al PDC.

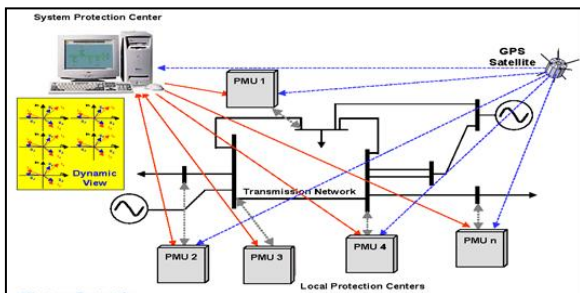


Figura 2

## II. Aplicación de la norma a un PMU

Como se indicó al principio de este documento. La directriz de prueba para PMU es el estándar internacional [IEEE Std C37.118.1-2011](#) y el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional (publicado en el [DOF el 04 de Diciembre de 2017.](#))

Asi entonces empezare por definir el punto 4 del estándar internacional IEEE C37.118.1-2011 (4. Synchrophasor Measurement) que se interpreta mejor a partir de la siguiente figura:

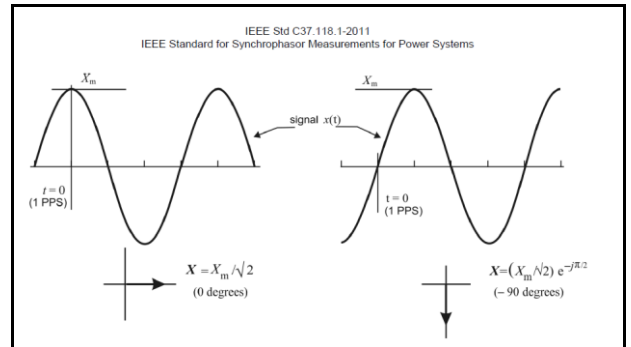


Figura 3

En la página anterior se dijo que Sincrofasor es un Fasor con una estampa de tiempo. Analizando más a fondo este concepto y haciendo referencia a la figura que arriba aparece donde el punto de sincronía queda establecido por un pulso PPS (Pulse Per Second). Un Sincrofasor con estampa de tiempo a partir de un pulso PPS, es un Fasor referido a una onda coseno de frecuencia nominal 50 o 60 Hz, sincronizada con la hora UTC "Universal Time Coordinated", es decir con su valor máximo en el instante en el que se genera el PPS en referencia al UTC. Para calcular un Sincrofasor asociado a una señal coseno, una PMU necesita leer tanto la onda x(m) como la onda coseno de referencia sincronizada con la hora UTC (a -90 grados), que a partir de este momento llamaremos "onda coseno universal".

## Definición de la onda coseno universal

Para que una PMU construya la onda coseno universal [6], debe conocer con gran exactitud el momento del cambio del segundo UTC (máximo de dicha onda), a través de una señal de sincronización de Pulso por Segundo PPS "Pulse per Second". Por otra parte, deberá saber la hora UTC asociada a dicho segundo. En estos momentos la mejor fuente de sincronización que puede proporcionar la información es un receptor GPS. Si dicho receptor está embebido en la PMU, él mismo le proporcionará la señal de PPS junto con la hora UTC correspondiente al nuevo segundo. **Si el receptor de GPS es externo a la PMU, éste le enviará una señal de código de tiempo en un formato estándar**

como el IRIG-B. A partir de dicha señal, la propia PMU obtendrá la señal de PPS y la hora UTC (las pruebas funcionales que aplicaremos en las páginas 5-6, usaran este principio de operación)

Con la sincronización anterior una PMU solamente obtendría los máximos de la onda coseno universal cada segundo. El resto de máximos o instantes de cálculo del Sincrofasor los debe definir la propia PMU, con su reloj interno, teniendo en cuenta que la onda coseno universal tiene una frecuencia nominal (50 o 60 Hz). Cada instante de cálculo del Sincrofasor, dependiendo de la frecuencia nominal se denomina segmento. El PPS coincidirá con el Segmento-0. No es necesario calcular los sincrofasores para todas las fracciones de segundo, sino que existen diferentes tasas de cálculo especificadas por la norma.

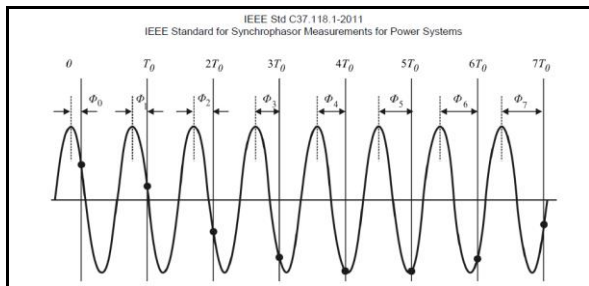


Figura 4

El Anexo 2 del manual de TIC que mencione en la página 1 de este procedimiento, indica que “La frecuencia de reporte de una PMU debe ser de 30 muestras por segundo.

Dado que en todos los casos existirá una desviación entre el reloj interno de la PMU y el reloj del GPS que envía los pulsos por segundo (PPS), éste debe corregirse, con el fin de definir las fracciones de segundo en los instantes adecuados. Para ello, el reloj interno de la PMU medirá el tiempo entre pulsos que recibe del PPS y que no son igual a 1000 ms como consecuencia de la desviación entre los relojes.

La marca de tiempo “TimeStamp” de un sincrofasor viene dada por el SOC (Second of Century que es la hora UTC del meridiano) [6] y el número de la fracción de segundo. Una vez que la PMU ha definido la onda coseno universal ya puede calcular el sincrofasor asociado a una onda coseno.

Para calcular un Sincrofasor hoy en día, se utiliza un algoritmo de estimación fasorial como los empleados en los equipos de PCM (Protección, Control y medición). Normalmente, dichos algoritmos consideran, una vez muestreada la onda observada, un número N de muestras en el tiempo para efectuar la estimación del fasor. El algoritmo más comúnmente empleado es la transformada discreta de Fourier (DFT – Discrete Fourier Transform), que explicare a continuación sin el uso de matemáticas para simplificar solo el concepto:

### III. Interpretación practica de LA TRANSFORMADA DE FOURIER

La Transformada de Fourier es una herramienta de análisis muy utilizada en el campo científico (acústica, ingeniería biomédica, métodos numéricos, procesamiento de una señal, electromagnetismo, comunicaciones, radar, etc.). Transforma una señal representada en el dominio del tiempo al dominio de la frecuencia [7], pero sin alterar su contenido de información, sólo es una forma diferente de representarla. La potencia del análisis de Fourier radica en que nos permite descomponer una señal compleja en un conjunto de componentes de frecuencia única; Se parte de la base de que toda señal genérica, por compleja que sea se puede descomponer en una suma de funciones periódicas simples de distinta frecuencia. la Transformada de Fourier visualiza los coeficientes de las funciones sinusoidales que forman la señal original.

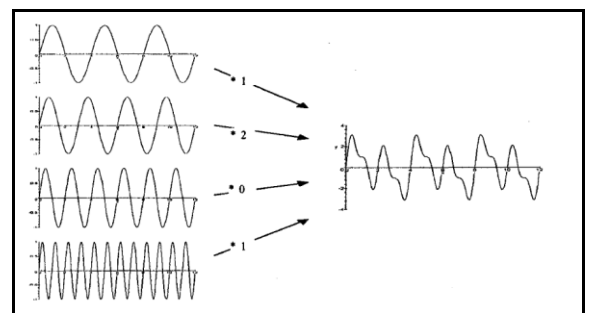


Figura 5

### TRANSFORMADA DE FOURIER DISCRETA (DFT por sus siglas en ingles). VISIÓN PRÁCTICA

La Transformada de Fourier es una herramienta muy útil cuando se trabaja con

modelos matemáticos, pero si queremos trabajar con señales físicas reales operando mediante un cálculo cargado en algún dispositivo electrónico (como una PC, un Registrador de Disturbios, Relevador, Etc). Estos equipos trabajan con modelos finitos y discretos, por ello aplican la DFT simplemente como un algoritmo de cálculo en función de la entrada de señales que están midiendo en tiempo real.

En nuestro caso particular, al probar con el PMU TESLA 4000, este equipo lo primero que hace es muestrear la señal a analizar. Esto lo hace considerando una frecuencia de muestreo fija que puede ser 50 o 60 Hz (dependiendo del país donde se esté utilizando el equipo). La frecuencia de muestreo la considera finita y para ello limita el número de puntos que toma en cada muestra.

La señal tomada como muestra es una sumatoria de señales sinusoidales. Si aplicáramos la DFT a la señal genérica de la figura 4, nos daría como resultado una proporción de los coeficientes que hemos utilizado para generarla.

Por su capacidad para eliminar armónicos, velocidad y forma recursiva de cálculo del dispositivo TESLA 4000. Una señal precisa de tiempo (GPS Clock) es necesaria para proveer el UTC que determina el ángulo de fase (PPS). La señal que va generando el PMU está variando de 0 a 180 grados (+) y luego a 180(-), como se ve en la siguiente figura:

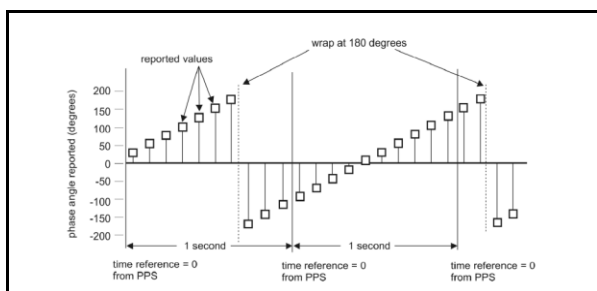


Figura 6

La conclusión practica de esta explicación técnica (sin matemáticas), para explicar la naturaleza de como calcula un Sincrofasor, una unidad PMU. SERA EL HECHO QUE ENTRE MAS RAPIDO CAMBIE EL ANGULO MEDIDO POR EL PMU Y PASE DE 0 A 180 (+) Y LUEGO A 180 (-). MAS ALTA SERA LA VARIACION DE

FRECUENCIA REPORTADA POR EL SINCROFASOR.

EL SISTEMA DE GENERACION QUE "MENOS" SE ALEJE DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA (60 o 50 Hz SEGÚN SEA EL PAIS), SERA EL "MAS CONFIABLE" PARA LA RED ELECTRICA DE AREA AMPLIA.

#### IV. Ensayos prácticos usando el simulador Megger MPRT 8430 en la unidad de medición fasorial ERL TESLA 4000

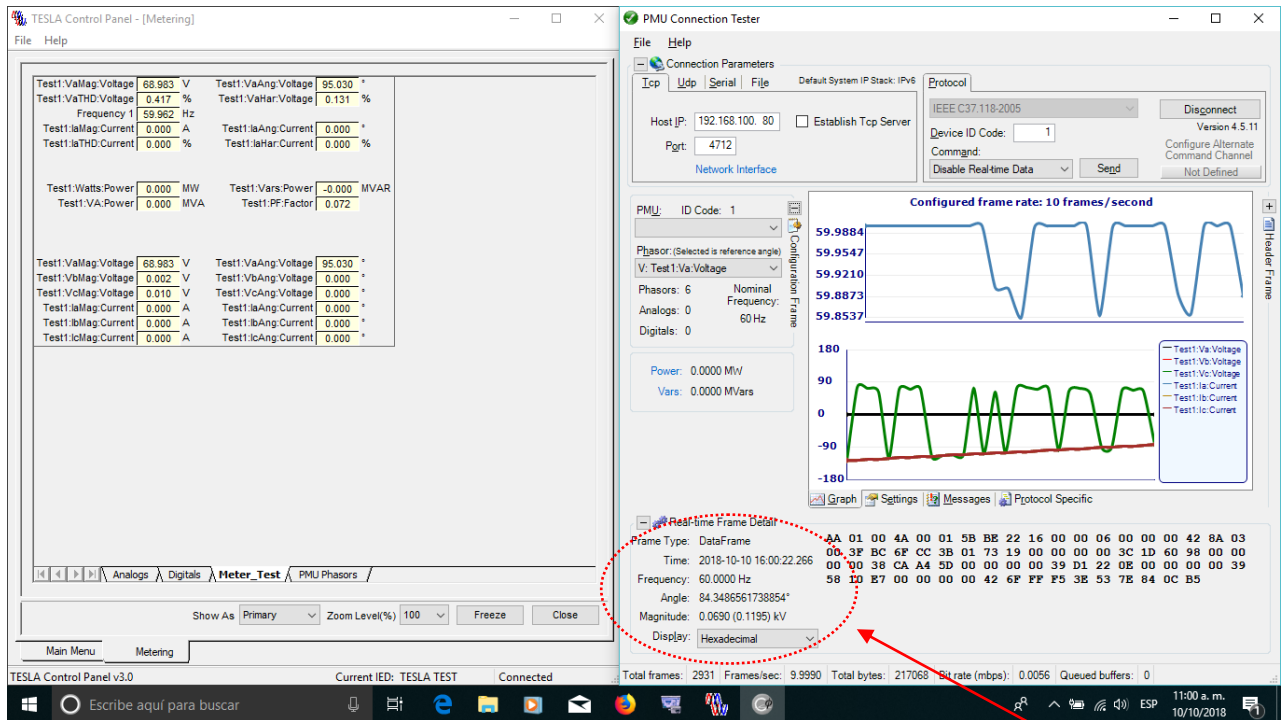
La finalidad que perseguimos al ensayar con 2 frecuencias DE 60 Hz (una Inestable y la otra estable), es hacer evidente que la unidad PMU evaluara de forma muy diferente el comportamiento de Sincrofasores en ambos escenarios. De igual manera, con la información que el PMU presente al observador, este puede evaluar el riesgo o la conveniencia de permitir este comportamiento en una red eléctrica de área amplia.

Una acotación importante que debo indicar en estos ensayos es el hecho que NO es necesario arrancar la generación de formas de onda desde el MEGGER sincronizando los ángulos de fase con el GPS. Es recomendable hacerlo, si la maleta lo permite y así lo haremos. Sin embargo, en el mundo real, al poner en servicio un PMU en una planta de generación o línea de transmisión. NO SE PUEDE TENER CONTROLADO ESTE PARAMETRO Y TÍPICAMENTE SE COMPENSA CON EL AJUSTE DE OFFSET QUE TIENEN PARA AJUSTE LAS UNIDADES PMU COMO EL TESLA 4000.

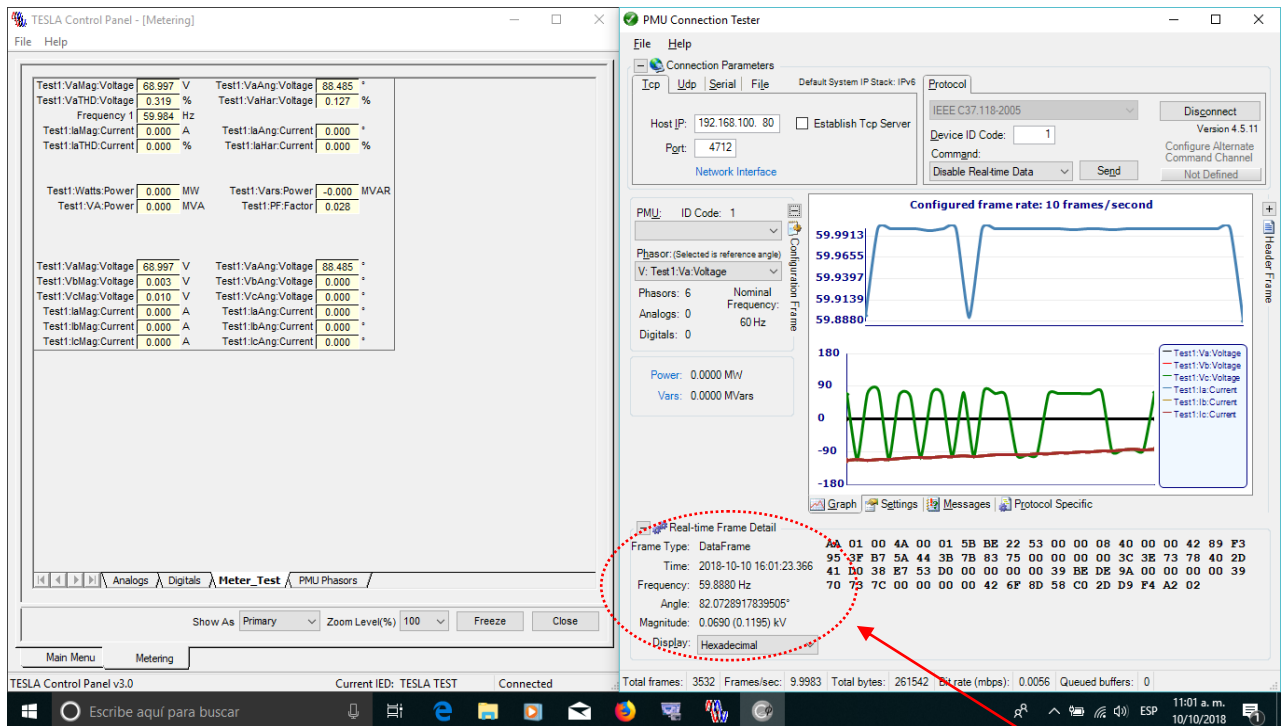
Las magnitudes de Voltaje / Corriente / Angulos y Sincronía con GPS serán IDENTICAS en ambos ensayos. el MEGGER MPRT 8430, solo tendrá como diferencia en ambos ensayos LA FRECUENCIA. En el primer caso usaremos la frecuencia de línea a 60 Hz que es INESTABLE (TAL CUAL COMO ESTA SALE DEL TOMACORRIENTE). En el segundo ensayo, inyectaremos con el MEGGER MPRT 8430 UNA FRECUENCIA "ESTABLE" DE 60 Hz. El termino estable NO significa que es una señal pura de 60 Hz, pero si una que garantiza una variación de menos del 0.001 % como se verá más adelante en la gráfica del software (PMU CONECTION TESTER [10])

# ENSAYO 1 (FRECUENCIA DE LINEA INESTABLE)

El Megger MPRT8430 envía 03 fases a 69 VCA con ángulos de fase a 0,120 y 240 °



El tiempo y ángulo INICIAL para medir el cambio de 360 ° fue:(Oct 10, 2018 16:00:22.266)

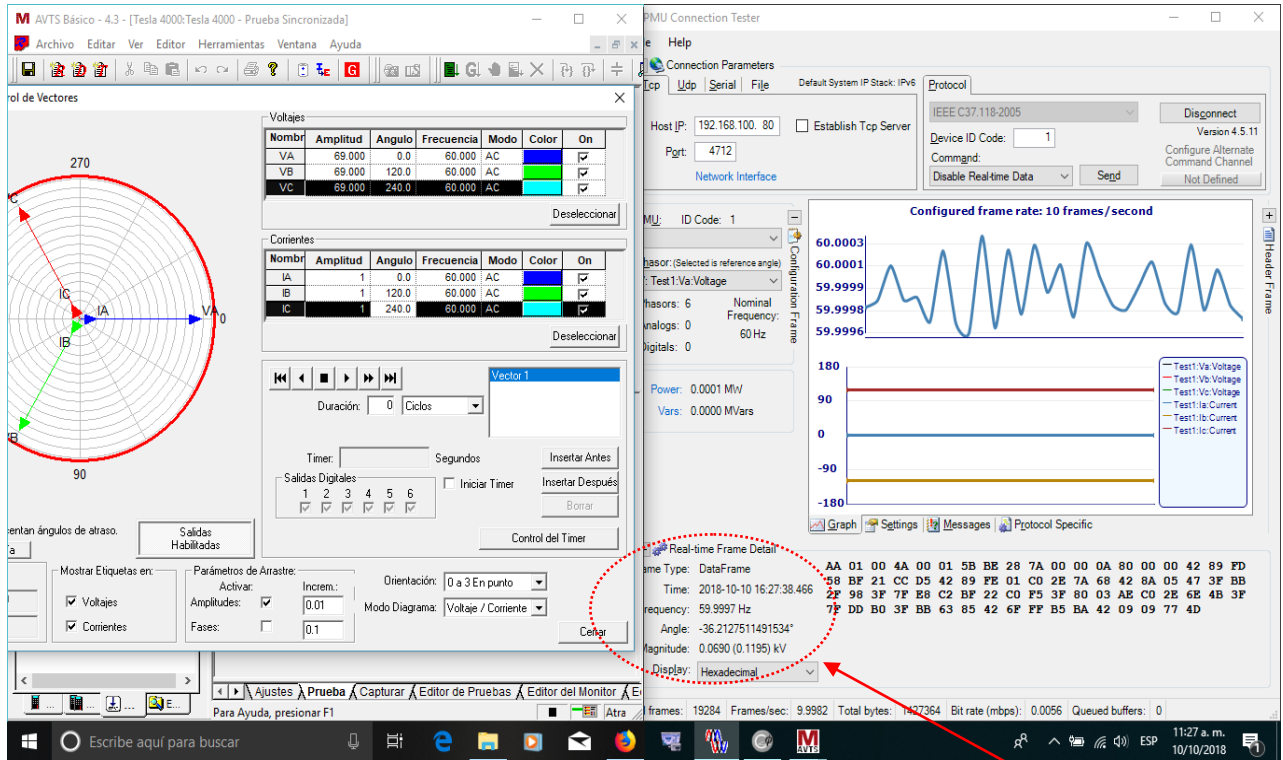


El tiempo y ángulo FINAL luego del cambio de 360 ° fue: (Oct 10, 2018 16:01:23.366)

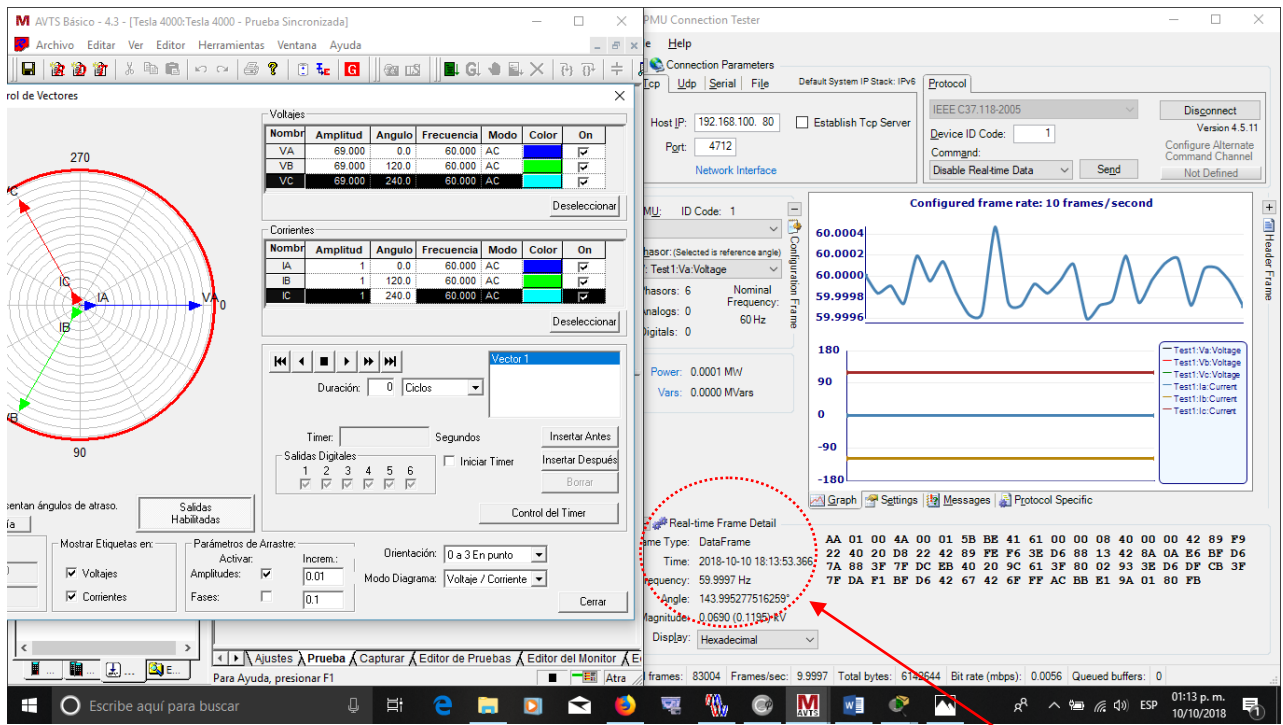
**“EN POCO MAS DE 1 MINUTO HAY UNA ROTACION DE 360 PORQUE LA FRECUENCIA ES MUY INESTABLE.”**

## ENSAYO 2 (FRECUENCIA ESTABLE)

El Megger MPRT8430 envía 03 fases a 69 VCA con ángulos de fase a 0,120 y 240 °



El tiempo y ángulo INICIAL para medir el cambio de 360 ° fue:(Oct 10, 2018 16:27:38.466)



El tiempo y ángulo FINAL luego del cambio de 180 ° fue: (Oct 10, 2018 18:13:53.366)

“AHORA OBSERVAMOS QUE EN 01 HORA Y 37 MINUTOS HAY UNA ROTACION DE 180 ° (144+36), PORQUE LA FRECUENCIA ES MUY ESTABLE.

## Interpretando los ensayos 1 y 2.

Usando la Frecuencia de línea, que es inestable, SIN regulación en el Megger MPRT 8430. El tiempo que le toma girar 360° al Sincrofasor reportado en el PMU Tester es de apenas poco más de 1 minuto. En estas condiciones, si fuera el caso específico de algún Productor externo de energía (PEE) que estuviera generando con ese nivel de calidad en su frecuencia. Sin lugar a dudas el CENACE lo pondría fuera del sistema o le impediría entrar a aportar MVA al sistema porque al estar tan “irregular” su frecuencia, se “estresa” el sistema y puede provocar un colapso de la red.

En el caso contrario, CON el Megger MPRT 8430 generando una frecuencia “MUY ESTABLE” (No es posible ser totalmente estable en tiempo real). Tendríamos un escenario óptimo para un PEE que esté generando energía para alimentar una carga en el sistema de área amplia eléctrico monitoreado por el CENACE.

Los sincrofasores obtenidos muestran fases relativas que sólo dependen de las condiciones de equilibrio del sistema eléctrico y pueden ser utilizadas para monitorizar su estado, detectar peligros potenciales para la estabilidad del sistema y para tomar decisiones automáticas o manuales para corregir las situaciones de inestabilidad que puedan darse.

## V. Conclusiones

El código de RED [8] y la normativa del Manual de TIC que fue aprobada en 12/2017 hacen imperativo el entendimiento de la tecnología y uso de los PMUs en las redes de área amplia que controla el CENACE. En gran parte debido a que ahora son muchos los que están aportando MVA a la red en forma de PEE. Sin duda los PMUs y las pruebas adecuadas a este tipo de equipos harán más confiable, eficiente y competitiva la red eléctrica de área amplia en México.

La sincronización nos permite realizar comparaciones entre fasores de diferente frecuencia; en este caso, la diferencia de ángulos es una magnitud que depende del tiempo y de la diferencia de frecuencia. Esta posibilidad es una de las claves de uso de los sincrofasores en sistemas eléctricos en evolución dinámica.

Otro punto a considerar y que sale del alcance de este documento, pero no deja de ser relevante. Es el hecho que ahora también se compra la energía a un PEE por el precio que este oferte siempre y cuando su “calidad” sea adecuada para el CENACE [9]. Seguramente en unos años más el NO tener la visibilidad del PMU en tiempo real será condición suficiente para bajar generación o, de plano poner fuera a un PEE con los costos económicos asociados. No hay duda de que el conocimiento en tiempo real y no bajo técnicas de estimación del campo fasorial (sistemas SCADA), permitiría el desarrollo de sistemas de oferta y demanda en función, del nivel de inestabilidad del PEE. Para el CENACE, su criterio será siempre, el ofrecer una respuesta automática rápida y eficaz en caso de una emergencia.

## VI. Bibliografía

- [1] [Short Hand description of Megger MPRT Power Simulator English\\_V01s](#)
- [2] [IEEE std C37.118.1-2011](#)
- [3] [Mexico Diario Oficial de la Federación Manual de TIC aplicable a SCADA PMU](#)
- [4] [IEEE std C37.118.2.2011](#)
- [5] [CFE G0100-16 CFE G0100-16 SINCR OFASORES Y RAS](#)
- [6] [Desarrollo de un Medidor Fasorial basado en el protocolo IEEE1588.](#)
- [7] [Transformada de Fourier EFE-X – J Bobadilla P Gomez J Bernal – FFT una visión pedagógica](#)
- [8] [Mexico Diario oficial de la Federación DOF Código de Red DOF 2016 04 08](#)
- [9] [Manual de Costos de Oportunidad DOF 2017 10 16](#)
- [10] [Guide to PMU Connection tester for commissioning](#)
- [11] [Dynamic Performance Dynamic Performance Evaluation and Testing of Phasor Measurement Unit \(PMU\) as per IEEE C37.118.1 Standard](#)