



Desarrollo de software dirigido a la evaluación de las características de las Unidades de Medición Fasorial como dispositivos de medición y monitoreo y sus potenciales aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia

Julián Alexis Ramírez Ceballos

Universidad Nacional de Colombia
Sede Medellín
Facultad de Minas
2012

Desarrollo de software dirigido a la evaluación de las características de las Unidades de Medición Fasorial como dispositivos de medición y monitoreo y sus potenciales aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia

Julián Alexis Ramírez Ceballos
Requisito para optar por el título de Ingeniero Electricista

Directora de Trabajo Dirigido de Grado
Rosa Elvira Correa Gutiérrez
Ingeniera Electricista
Phd

Universidad Nacional de Colombia
Sede Medellín
Facultad de Minas
2012

Tabla de contenido

1.	PRÓLOGO	10
2.	INTRODUCCIÓN.....	11
3.	UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL	13
3.1.	Anotaciones históricas.....	13
3.2.	Representación fasorial de una onda sinusoidal	14
3.3.	¿Qué es una Unidad de Medición Fasorial?.....	16
3.4.	Concentrador de datos	17
3.5.	Normas y protocolos.....	18
3.6.	Aplicaciones potenciales de las PMU.....	19
4.	OpenPDC.....	20
4.1.	Antecedentes.....	20
4.2.	Acerca del concentrador de datos fasoriales.....	21
4.3.	Características.....	22
5.	GENERALIDADES DE LAS PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA	24
5.3.	Contextualización.....	24
5.4.	Características de un sistema de protecciones.....	25
5.3.	Protecciones principales y de respaldo.	25
5.4.	Protecciones de las líneas de transmisión	26
5.5.	Protecciones de distancia	26
6.	SISTEMAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	30
6.1.	Interfaz Hombre-Máquina (HMI).....	30
6.2.	Sistemas SCADA	31
6.3.	Futuro de los sistemas EMS/SCADA.....	33
7.	APLICACIÓN.....	35
7.1.	Motivación	35
7.2.	El OpenPDC en la aplicación	36
7.3.	Información en modo texto	37
7.4.	Radar de voltajes.....	39

7.5.	Simulador de relé de distancia.....	43
7.6.	Registrador de eventos.....	48
7.7.	Cuadro de alarmas.....	51
7.8.	Propuesta de sistema de alarma.....	52
8.	USOS POTENCIALES DE LA APLICACIÓN.....	55
9.	CONCLUSIONES.....	57
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	58
	ANEXO A.	60
	ANEXO B.....	66

1. PRÓLOGO

Por el Ingeniero Jaime Alberto Blandón Díaz

La ingeniería eléctrica avanza a pasos agigantados debido al irresistible crecimiento de la electricidad, motor del crecimiento del PIB de las naciones. Detrás de este imparable suceso, viene la necesidad de manejar mayor y más útil información técnica, que resulta imprescindible para hacer operativas las redes y para garantizar continuidad y calidad en el servicio. A este nuevo reto del manejo de la información en gran escala se le ha llamado “Smart Grid” o redes inteligentes. Este nuevo campo de manejo y procesamiento de la información trae consigo grandes retos de desarrollo de software para convertir en variables sencillas y de fácil interpretación, los diversos fenómenos que ocurren en la red.

En los últimos años se ha desarrollado una nueva tecnología, basada en la comunicación satelital, para determinar el ángulo relativo de las tensiones senoidales de los distintos nodos de una red de potencia, denominado PMU (Phasor Measurement Units), que ha permitido establecer de manera confiable los ángulos de los más importantes nodos de la red, con lo cual se puede tener información importante sobre los flujos de potencia entre las diversas líneas y componentes del sistema, que antes se estimaban con un software denominado “Estimación de Estado”. La variable más importante en la determinación de los flujos de potencia activa por una red es el ángulo de la tensión, por lo que conocer en tiempo real esta variable, resulta en un aporte “sui generis” en el desarrollo del análisis de los Sistemas de Potencia.

El presente trabajo es una muestra fehaciente de que con el procesamiento adecuado de la información proveniente de los PMU se puede generar información muy sencilla y útil para la operación en tiempo real de la red de potencia. A partir de programación moderna, el autor ha logrado extraer las señales que provienen del PMU para convertirlas en un sistema amigable para el usuario, con información de primera mano, y de innegable valor en la toma de decisiones operativas. La juiciosa conjunción de programación y sentido de ingeniería produce resultados que maravillan por su simpleza y aplicabilidad.

2. INTRODUCCIÓN

La implementación de Unidades de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) en los sistemas de energía eléctrica está masificándose alrededor del mundo ya que es una tecnología que permite una mejor observabilidad de las redes eléctricas mediante el monitoreo de las variables que allí interactúan representadas en magnitud y ángulo (Fasores). [1]

Este documento inicia con algunas anotaciones históricas de las PMU y comenta acerca de su evolución. Luego, se presentan las bases teóricas de la representación de variables eléctricas como fasores y se explica cómo estos dispositivos logran mediciones fasoriales con la ayuda del sistema de posicionamiento global, GPS (Global Positioning System) que permite la sincronización de todos las PMU. [2] Además, se explica el concepto de concentrador de datos fasoriales (PDC, por sus siglas en inglés) y cómo funciona, sus características principales y cómo se organizan los datos recibidos desde las PMU conectadas en el sistema.

También se trata el tema de la aplicabilidad que pueden tener estos dispositivos en los sistemas de potencia, el estado del arte y el futuro de los sistemas de monitoreo con PMU, donde se destacan la medición de frecuencia y magnitud de fasores, la estimación de estados, la predicción de inestabilidad, relés adaptativos, entre otras. [2]

También, se hace alusión al software gratuito OpenPDC, en el cual se basa el desarrollo de la aplicación que se entrega como resultado en este trabajo, y los protocolos de comunicación que pueden ser usados con esta herramienta. Además se comenta cual es la función del OpenPDC en la herramienta y sus beneficios por ser un software de código libre.

Teniendo en cuenta que el valor agregado de la aplicación desarrollada en este trabajo tiene que ver con las protecciones de las líneas de transmisión, se presenta un marco general de lo que son las protecciones de línea, como intervienen en la operación de los sistemas

eléctricos de potencia, tipos de protecciones y se profundiza en la protección distancia específicamente en la se conoce como “característica Mho”.

Adicionalmente, el hecho de que este trabajo se dirija a crear una aplicación que necesariamente tendrá una interfaz de usuario, se hace una identificación de las más conocidas y usadas para el monitoreo de sistemas de potencia, como los Sistemas de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés) y se comenta acerca de su futuro. [3]

Para finalizar, se presenta la descripción, composición, valor agregado y oportunidades de la aplicación desarrollada como producto de este informe y se presenta, como anexo, el artículo para publicar en una revista internacional que muestra la aplicación informática y la innovación en cuanto al uso de las PMU en sistemas eléctricos de potencia.

3. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL

3.1. Anotaciones históricas.

La medición de los ángulos de las variables eléctricas en los sistemas de potencia siempre ha sido de especial interés para los ingenieros de operaciones [2] ya que con la medición de las magnitudes, como se realiza hoy en día en la mayoría de las redes eléctricas del mundo, no es posible conocer las direcciones de los flujos de la potencia activa, lo que deja a los operadores con un grado de incertidumbre adicional, además de todos los que tienen, al momento de realizar alguna maniobra dentro del sistema, que puede llevar al colapso eléctrico de sectores importantes o a la totalidad de la red.

A principios de los 80 se conocieron las primeras iniciativas dirigidas a la medición de los desfases de las variables en sistemas eléctricos utilizando diversas técnicas e instrumentos tales como relojes sincronizados, que daban cuenta de la diferencia de ángulos de las variables medidas entre dos puntos, pero a pesar de su prometedora iniciativa, no llegaban a lograr su cometido en redes muy grandes, lo que limitó su uso. [2]

Luego, con la implementación de algoritmos capaces de calcular las componentes simétricas de los voltajes y corrientes en los dispositivos de protección computarizados y gracias a un artículo publicado en 1983 [4], donde se describe la importancia de la medición de fasores y algunos de sus posibles usos, nace lo que conocemos hoy como tecnología de medición sincronizada de fasores, la cual implementaba la recién masificada tecnología GPS, que parecía ser la mejor forma de tomar mediciones lo suficientemente exactas, incluso entre dispositivos separados por grandes distancias. [2]

A partir de allí, las investigaciones dieron como resultado la primera PMU creada por Virginia Tech e implementada con éxito en algunas subestaciones de la Bonneville Power Administration, la American Electric Power Service Corporation y la New York Power Authority. Luego, en 1991, se inició la fabricación comercial de PMU por Macrodyne con la colaboración de Virginia Tech. En la Fig. 1. Se puede apreciar la primera PMU construida por Virginia Tech. [2]

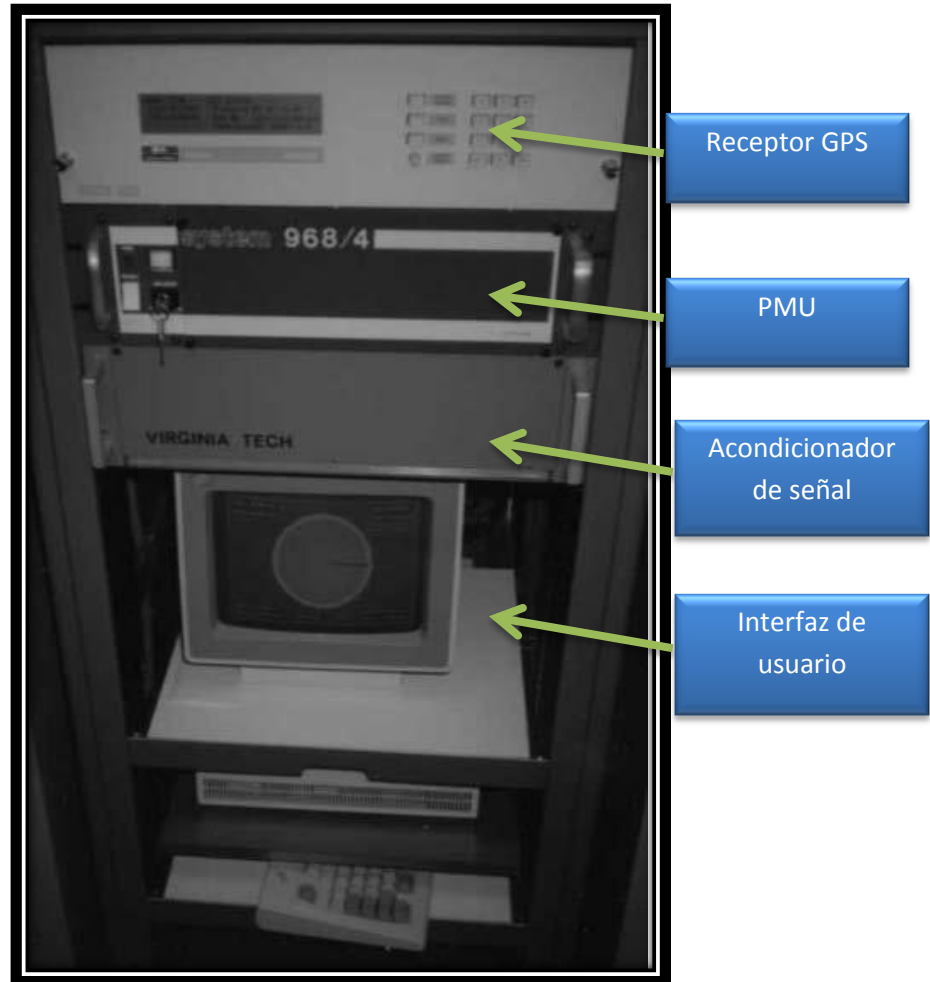


Fig.1. Primera PMU construida por Virginia Tech. (Imagen modificada de [2]).

3.2. Representación fasorial de una onda sinusoidal

Si se tiene una onda de tipo sinusoidal, en el dominio del tiempo, esta puede ser representada por (2.1). [2]

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (2.1)$$

Dónde:

ω : es la frecuencia de la onda en radianes por segundo.

t : es la variable independiente tiempo, en segundo.

φ : es el ángulo de fase en radianes.

X_m : es el valor máximo que puede tomar la función $x(t)$.

Además, la ecuación (2.1), según la identidad de Euler, se puede escribir como

$$x(t) = \text{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \varphi)}\} = \text{Re}[(e^{j(\omega t)}) (X_m e^{j\varphi})] \quad (2.2)$$

Donde la información de fase y de amplitud de la onda sinusoidal viene dada por

$$\bar{X} = X_m e^{j\varphi} \quad (2.3)$$

Siendo \bar{X} la representación fasorial de la función $x(t)$.

El fasor \bar{X} también se puede representar en forma polar como

$$\bar{X} = X_m \angle \varphi \quad (2.4)$$

Es común que la magnitud del fasor se muestre en valor RMS (Root Mean Square) en lugar de su valor pico, X_m . El valor RMS de X_m es $X_m/\sqrt{2}$.

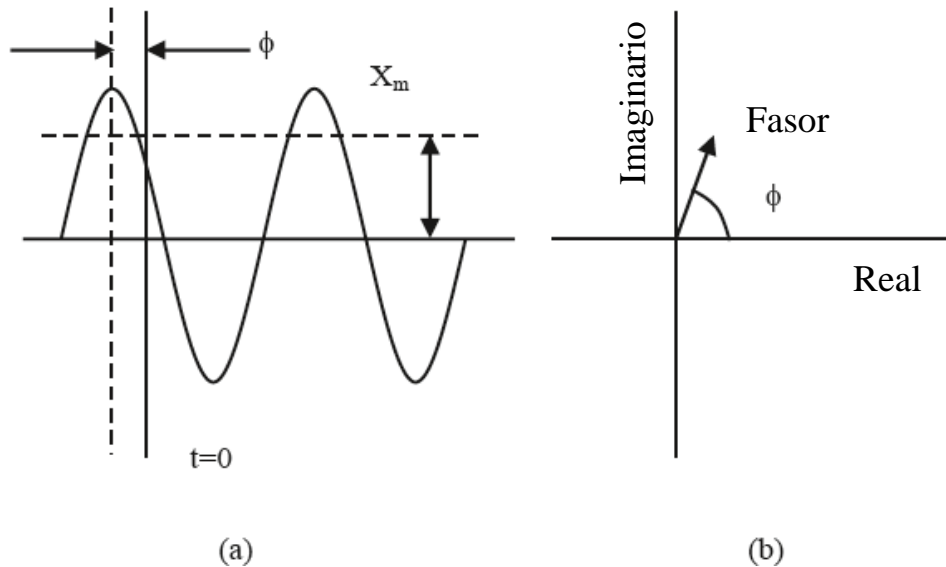


Fig. 2. Onda de tipo sinusoidal. (a) Representación en el tiempo. (b) Representación fasorial en el plano complejo. [2]

3.3. ¿Qué es una Unidad de Medición Fasorial?

Aunque nos hemos referido al término PMU, su historia y un poco del desarrollo teórico que describe el comportamiento fasorial de las ondas de tipo sinusoidal, no se ha dado una explicación de lo que es una PMU y cuáles son sus componentes.

Una Unidad de Medición Fasorial es un dispositivo que tiene la capacidad de medir fasores (magnitud y ángulo de fase) de corriente y voltaje en una red eléctrica, y ya que los fasores son la base fundamental del análisis de los sistemas de corriente alterna de tipo sinusoidal en estado estable, se alcanza una mejor observabilidad de los sistemas eléctricos con este tipo de mediciones en comparación con aquellas que sólo tienen la capacidad de medir la magnitud de las variables. [2]

Una PMU genérica está construida de varios bloques, Fig. 3. [2] Allí se pueden apreciar elementos como las entradas análogas, que vienen desde los secundarios de los transformadores de corriente y voltaje, el receptor GPS, usado para recibir la señal de sincronismo, el Modem, que lleva a cabo el envío de los datos hacia el centro de control, etc. [2]

De lo anterior, y tal vez una de las características más importantes, y que permitió el desarrollo de este dispositivo con su capacidad de medir fasores y determinar los desfases entre ellos, es el sistema GPS embebido, con el cual se puede obtener la señal de *un pulso por segundo* que envían los satélites del sistema de posicionamiento global para sincronizar todos los receptores del planeta con la hora UTC (Universal Time Coordinated), con una precisión que puede estar por debajo de 1 microsegundo. Esta capacidad de sincronización permite que todas las PMU del sistema posean la misma referencia de tiempo lo que hace posible construir una “etiqueta de tiempo” para cada uno de los datos tomados por cada PMU del sistema. [2]

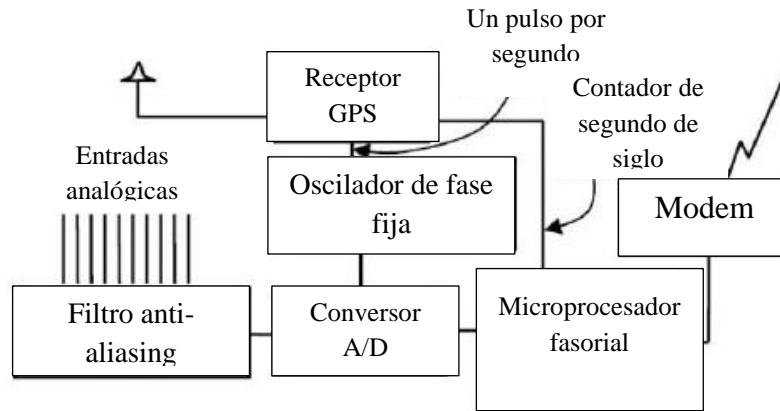


Fig.3. Diagrama de bloques de una PMU genérica.

Cuando una PMU lee los datos del punto donde está conectada, a este dato o grupo de datos se le asocia una etiqueta de tiempo que contiene la información del instante en que se produjo. Adicionalmente, todas las PMU tienen un código de identificación que las diferencia de las demás, lo que hace que cada vez que llega un dato, el receptor sabe de dónde proviene y cómo lo debe almacenar. [2]

3.4. Concentrador de datos

El concentrador de datos (PDC, por sus siglas en inglés), se encarga de almacenar los datos provenientes de las PMU, rechazar datos corruptos, alinear las estampas de tiempo y crear un registro coherente de los datos recibidos simultáneamente del sistema. En el concentrador de datos se almacena la información recibida para tenerla disponible en el momento en que se requiera, ya sea para análisis de comportamientos históricos del sistema o para estudiar eventos que pudiesen presentarse. [2]

En la Fig. 4.[2] Los elementos del nivel más bajo son subestaciones que pueden estar a grandes distancias unas de otras, de las cuales toman datos las PMU, luego, la información se dirige hacia un concentrador de datos local y de allí hacia el PDC principal conocido como Super PDC. Nótese que los flujos de información se muestran en dos direcciones, esta es una de las características más diferenciadoras del uso de las PMU en comparación con los dispositivos que se usan en la actualidad. La bidireccionalidad en las

comunicaciones puede ser utilizada para enviar comandos de configuración a los dispositivos de medición. [2]

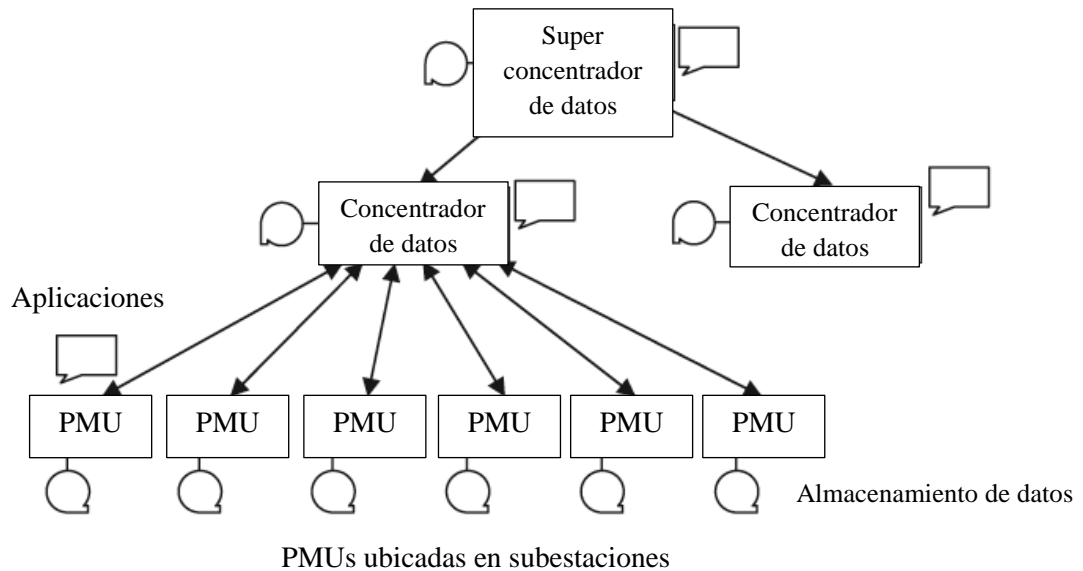


Fig. 4. Estructura de un sistema de monitoreo basado en PMU.

Ya que el flujo de los datos puede ocupar una gran parte de la red y saturarla, debido a que la tasa de envío desde la PMU, para sistemas de 60 Hz, puede llegar a las 30 muestras por segundo [5], es importante que se disponga de una red lo suficientemente robusta, preferiblemente dedicada únicamente a las PMU para evitar pérdidas de datos por limitaciones de capacidad en las líneas de comunicación.

3.5. Normas y protocolos

La normatividad dedicada a las PMU inició alrededor de 1995 [2] cuando en el mercado se encontraban Unidades de Medición Fasorial de diferentes fabricantes, lo que llevó a la construcción de normas y protocolos que permitieran la interoperabilidad entre PMU de diferentes marcas.

Inicialmente, hubo normas que indicaban los requerimientos para el manejo de la información, pero con el tiempo se descubrió que presentaban problemas cuando la

frecuencia de operación se alejaba de la nominal. A partir de allí la IEEE inició estudios para crear una norma que eliminara esas falencias y fuera confiable para implementar en cualquier sistema [2]. Así, se logra crear la norma IEEE C37-118 que es la que rige todos los aspectos operativos básicos de las PMU, como los protocolos de comunicación, tasas de transmisión de datos, formas de empaquetamiento de la información, entre otras características necesarias para el correcto funcionamiento de los sistemas basados en PMU. [5] Cabe indicar que la norma no se refiere al comportamiento que deben tener las PMU ante un evento de tipo transitorio en el sistema.

En la Fig. 5. [5] Se muestra la estructura de los datos que describe la IEEE C37-118 para el envío de la información desde las PMU hacia el PDC.

En cuanto a la normatividad que se debe aplicar en las subestaciones para la implementación de sistemas de monitoreo basados en PMU, se puede mencionar que la norma IEC 61850 es la más aceptada aunque no es la más implementada, precisamente porque los sistemas de monitoreo con PMU aún no se masifican, lo que se espera cambie para los años que vienen. [2]

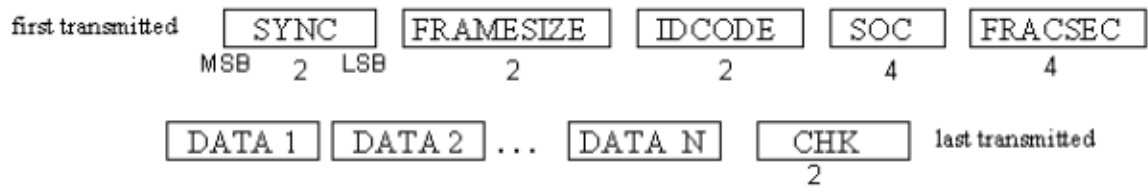


Fig. 5. Estructura de los datos en el paquete enviado desde la PMU según el protocolo IEEE C37-118.

3.6. Aplicaciones potenciales de las PMU

Entre las aplicaciones potenciales de las PMU se pueden mencionar las siguientes: [2]

- 3.6.1. Medición de frecuencia y magnitud de fasores.
- 3.6.2. Estimación de estados.
- 3.6.3. Predicción de inestabilidad.
- 3.6.4. Relés adaptativos.

- 3.6.5. Control mejorado.
- 3.6.6. Esquemas especiales de protección.
- 3.6.7. Análisis de contingencias.
- 3.6.8. Estudios de estabilidad transitoria.

4. El concentrador de datos fasoriales, OpenPDC

4.1. Antecedentes

“TVA (Tennessee Valley Authority) comenzó el desarrollo de un concentrador de datos (PDC, por sus siglas en inglés) en 2004, con el fin de avanzar en los esfuerzos de la Eastern Interconnection Phasor Project (EIPP). Con la ayuda de este sistema la EIPP continuó su crecimiento, ahora está bajo la supervisión de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) y ha sido expandida como la North American Synchrofasor Initiative (NASPI). La TVA ha puesto este PDC a disposición del público como un proyecto de código libre llamado OpenPDC.

Las mediciones fasoriales complementan los sistemas de control de las empresas de electricidad tradicionales a la vez que miden información en la red con el fin de determinar su estado. La información del sistema eléctrico es muestreada a muy altas velocidades con una tasa de envío de los valores medidos de 30 veces por segundo. Cada medición lleva una etiqueta de tiempo precisa tomada de satélites GPS de manera que la red puede ser analizada en un momento específico (sincronizado). El avance en el uso de estos sincrofasores es considerado como uno de los próximos pasos más importantes del mejoramiento de los sistemas de potencia.

TVA estuvo entre los pioneros en el uso de los sincrofasores habiendo instalado sus primeras PMUs en 1993. TVA actualmente recolecta información de más de 120 PMUs a lo largo de la mitad oriental de Norte América. Los datos fluyen continuamente hacia el super PDC de la TVA desde lugares que van desde Miami, Florida, hasta Manitoba, Canadá.” [6]

4.2. Acerca del concentrador de datos fasoriales

“El Open Source Phasor Data Concentrator (OpenPDC) es un sistema que es usado para manejar, procesar y responder a cambios dinámicos en flujos de datos fasoriales de rápido movimiento. Más específicamente, el OpenPDC puede procesar cualquier tipo de dato que pueda ser descrito por valores medidos y etiquetados con una estampa de tiempo. Estos valores medidos simplemente son cantidades numéricas que han sido adquiridas en un dispositivo fuente y son típicamente llamados puntos, señales, eventos, series de tiempo o mediciones. Ejemplos de las mediciones incluyen temperatura, voltaje, vibración, ubicación, luminosidad y, por supuesto, fasores. Cuando un valor es medido, una etiqueta de tiempo exacta es tomada, generalmente usando un reloj GPS -por precisión-. El valor, junto con su estampa de tiempo es entonces enviado hacia el OpenPDC donde pueden ser almacenados con otras medidas entrantes de manera que cualquier acción pueda ser tomada sobre un segmento completo de datos que fueron medidos exactamente en el mismo instante de tiempo.

Aunque el sistema fue especialmente desarrollado para manejar flujos de sincrofasores en tiempo real y generar secuencias de datos concentrados “organizados temporalmente” usando protocolos normalizados, su diseño básico, completamente modular, hace del sistema un motor de procesamiento de flujos distribuidos de propósito general. Este diseño de sistema adaptativo hace simple de integrar al OpenPDC con otros sistemas que se podrían usar para ayudar a gestionar y archivar secuencias de datos de eventos (por ejemplo, la plataforma de Microsoft StreamInsight CEP, de históricos OSIsoft PI, etc.). El OpenPDC tendrá un amplio rango de usos fuera de los sincrofasores donde el flujo de datos medidos en tiempo real necesita ser procesado y archivado, por ejemplo: el uso de energía del consumidor (Smart-Grid), medición sísmica, seguimiento de ubicación de alta velocidad, monitoreo de cambios rápidos de temperatura, aplicaciones de vigilancia, procesamiento de redes de tráfico, etc.” [6]

En la Fig. 6. Se muestra cómo se relacionan los adaptadores de entrada, acción y salida con los flujos de datos. [6]

Capa del adaptador de interface de Entrada/Acción/Salida TVA.Measurements.Routing

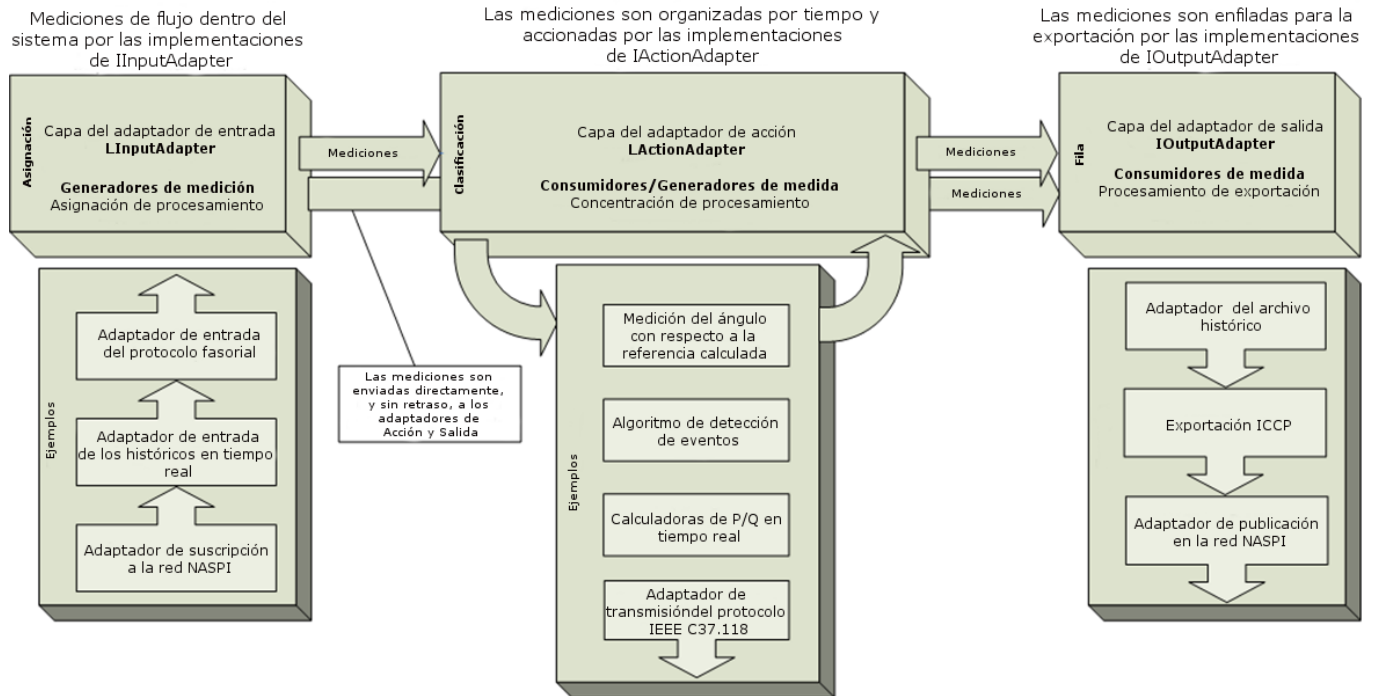


Fig. 6. Relación entre los adaptadores de entrada, acción y salida con los flujos de datos.

4.3. Características

“El OpenPDC es un completo sistema de software Concentrador de Datos Fasoriales diseñado para procesar flujos de datos en tiempo real.”[12]

Es una herramienta que contiene un conjunto de elementos que hace que para los nuevos desarrolladores de herramientas de monitoreo basados en PMU sea muy fácil iniciar su tarea, ya que con la ayuda de su bloque de librerías, basadas en .NET, se pueden llevar a cabo las operaciones más complicadas de comunicación, recepción y almacenamiento de datos en tiempo real.

En el caso de la comunicación, las librerías están diseñadas para soportar diferentes tipos de protocolos, entre los que se encuentran el IEEE C37-118, IEEE 1344, SEL FastMessage,

Macrodyne, y los protocolos F-Net de Virginia Tech. [12] Lo que permite una gran versatilidad a la hora de determinar cuál es el protocolo adecuado para cada aplicación.

También es un software que permite la escalabilidad ya que soporta la arquitectura Multinodo Distribuida, dirigida a usuarios que necesiten alta disponibilidad y rendimiento. Además, el almacenamiento de datos, soporta varios formatos de archivos históricos tales como OSISOFT PI Historian y la mayoría de los sistemas de datos relacionados. Por otro lado, las estadísticas de rendimiento son registradas cada 10 segundos e incluyen latencia, calidad de los datos, y errores de código, así como estadísticas para los flujos de salida y entrada. [12]

Los flujos de datos entre la fuente (la PMU que registra las mediciones) y el concentrador se deben llevar a cabo siguiendo los protocolos adecuados, de manera que la información capturada pueda ser accesada fácilmente, por ejemplo, para el caso del protocolo IEEE C37-118, se crean paquetes que contienen información acerca de la identificación de la PMU de donde provienen, el valor de frecuencia en el momento de la medición, el grupo de datos (voltajes y corrientes) y la estampa de tiempo.[5] Esta última se logra gracias a la capacidad de sincronización con el GPS.

Según [12], la próxima versión del OpenPDC (Versión 1.5) contará con nuevas características entre las que se pueden mencionar las siguientes:

- 4.3.1. Inclusión del servicio OpenALARM para mejorar las características de vigilancia y envío de E-mails y otras notificaciones del sistema o errores en los datos.
- 4.3.2. Conmutación dinámica a una conexión secundaria de comunicaciones en caso de falla de la conexión principal.
- 4.3.3. Soporte para la revisión 2 de la IEEE C37-118.
- 4.3.4. Soporte para la actualización dinámica de adaptadores sin necesidad de reiniciar el OpenPDC.

5. GENERALIDADES DE LAS PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA

5.3. Contextualización

“Las protecciones son la rama de la ingeniería eléctrica de potencia que tiene que ver con los principios de operación y de diseño de los equipos (llamados relés o relés de protección) que detectan condiciones anormales del sistema, e inician acciones correctivas tan rápido como sea posible con el fin de regresar el sistema de potencia a su estado normal.” [7]

Para entender lo que es un sistema de protecciones es necesario comentar que la forma como se genera, transmite y distribuye la potencia eléctrica a lo largo de una red, y cómo llega hasta los tomacorrientes de nuestra casa sin importar la hora, el día, el clima y cualquier factor que se quiera tener en cuenta, determinan el tipo de sistema relé, y la coordinación de protecciones que se tendrá en cierta sector de la red.

Detrás de que se pueda usar la energía en nuestras casas está todo un sistema que requiere control, operación y mantenimiento y todo lo que conlleva atender con la mayor confiabilidad y seguridad posible la demanda energética de un hogar, un municipio, una región o un país entero. Aquí es donde entran los sistemas de protecciones, que junto con todos los demás sistemas de la red entregan de manera adecuada (frecuencia, magnitud, etc.) la energía al usuario final.

Es así como un sistema de protecciones se programa para detectar y despejar fallas en las redes eléctricas además de que mantiene la integridad de los equipos interconectados separándolos del resto del sistema en caso de operación inadecuada que pueda resultar riesgosa para sí mismo o los demás componentes con los que interactúa. El despeje de las fallas debe ser muy rápido, del orden de los milisegundos, lo que hace que el ser humano esté inhabilitado para intervenir en la operación de estos dispositivos.

A partir de lo anterior, podemos mencionar que un buen sistema de protecciones debe obedecer a las siguientes premisas: diagnóstico correcto del problema, alta velocidad de

respuesta y mínima afectación del sistema de potencia. [7] Estos objetivos se deben lograr en todas las instancias del sistema de potencia (generación, transmisión y distribución), ya que si el sistema está interconectado, la falla en un equipo puede llevar al colapso de toda la red.

5.4. Características de un sistema de protecciones

Un buen sistema de protecciones debe tener las siguientes características [7], [8]

- 5.2.1. Sensibilidad. Capacidad de detectar pequeñas variaciones alrededor del punto de operación con la mínima zona de indefinición posible.
- 5.2.2. Selectividad. Capacidad del dispositivo de protección de operar sólo para las fallas para las cuales está programado operar y restringirse ante otras, que aunque las detecta, no deberían activar su función de protección.
- 5.2.3. Rapidez. Capacidad de los dispositivos de protección de actuar en el menor tiempo posible para despejar una falla u operación anormal del sistema.
- 5.2.4. Confiabilidad. Probabilidad de operar correctamente durante un periodo de tiempo.
- 5.2.5. Seguridad. Baja probabilidad de que un sistema opere inadecuadamente.

5.3. Protecciones principales y de respaldo.

Una protección de respaldo se encarga de dos cosas, la primera, operar en caso de que la protección principal no lo haga durante una falla, y la segunda, proteger los dispositivos que la principal no logra cubrir por la ubicación de los transformadores de medida. [8]

Las protecciones de respaldo pueden ubicarse en la misma subestación donde se encuentra la principal o en una adyacente y su tarea es desconectar todas las fuentes de alimentación hacia una falla no despejada por la protección principal. Ahora, se mencionarán las características que debe cumplir una protección de respaldo para que su tarea sea cumplida de manera efectiva. [8]

- 5.3.1. *“Reconocer todas las fallas que ocurren dentro de su zona de protección”.*
- 5.3.2. *“Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones incluyendo los interruptores”.*
- 5.3.3. *“Iniciar el disparo de la mínima cantidad de interruptores necesaria para despejar la falla”.*
- 5.3.4. *“Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, evitar daños en los equipos y mantener la continuidad del servicio”.*

5.4. Protecciones de las líneas de transmisión

Las protecciones en los sistemas de potencia deben ser seleccionados según el elemento que se vaya a proteger, además, se debe tener cuidado con la respuesta del elemento de protección a los periodos transitorios, *“particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transmisión.”* [8]

Los siguientes son algunos factores para tener en cuenta al momento de seleccionar la protección para una línea de transmisión. [8]

- 5.4.1. Tipo de circuito. Cable, línea aérea, una línea, líneas paralelas, etc.
- 5.4.2. Función e importancia de la línea. Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requiere para despejar una falla, nivel de tensión, etc.
- 5.4.3. Compatibilidad. Los equipos que se conecten deben ser compatibles con los otros conectados en la línea o sistemas adyacentes.

Algunas de las protecciones más comunes para las líneas de transmisión son, relés de sobre corriente, relés diferenciales de línea, relés de distancia, relés piloto, [7], [8] entre otras.

5.5. Protecciones de distancia

Un relé de distancia responde a las variaciones de la relación

$$Z = V/I \tag{4.1}$$

Dónde:

I : Corriente medida en la rama.

V : Voltaje medida en el nodo.

Z : Impedancia aparente de la línea de transmisión donde está ubicado el equipo de medida.

La ecuación anterior relaciona el voltaje y la corriente vistos desde el nodo donde se están tomando los datos. Debido a que la impedancia propia de la línea es relativamente constante, la impedancia calculada con (4.1) representa la impedancia aparente de la línea en cada instante, la cual varía con el cambio de los flujos de potencia, y comparándola con la propia, se puede determinar si la línea está en falla o en operación normal. Las ventajas más importantes de los relés de distancia comparados con los relés de sobrecorriente son: [8]

5.5.1. Mayor zona de operación instantánea.

5.5.2. Mayor sensibilidad.

5.5.3. Más fáciles de ajustar y coordinar.

5.5.4. No se deben reconfigurar cuando cambian las condiciones del sistema.

La coordinación de los relés de distancia se hace teniendo en cuenta un número determinado de zonas de protección, en general son 3 (Zona 1, Zona 2 y Zona 3). En algunos casos se pueden coordinar más zonas dependiendo de las necesidades del usuario además de una zona reversa que “mira” hacia atrás de donde están los transformadores de medida.

Las zonas de protección poseen características de actuación particulares, en general, se configuran como sigue: [13]

5.5.5. Zona 1. 80 a 90% de la impedancia de la línea. Acción instantánea.

5.5.6. Zona 2. 120 a 130% de la impedancia de la línea. Acción retardada (20 a 30 ciclos).

5.5.7. Zona 3. Respaldo para las líneas adyacentes. Acción retardada (60 ciclos).

En la Fig. 7. se puede ver el alcance de cada una de las zonas. [9]

En general, se tienen varios tipos de características de operación para los relés de distancia, que se pueden graficar en un plano R-X (Resistencia, Reactancia), y que determina una geometría específica según la forma que se obtiene y que en algunos casos da su nombre a la característica particular. Fig. 8. [8]

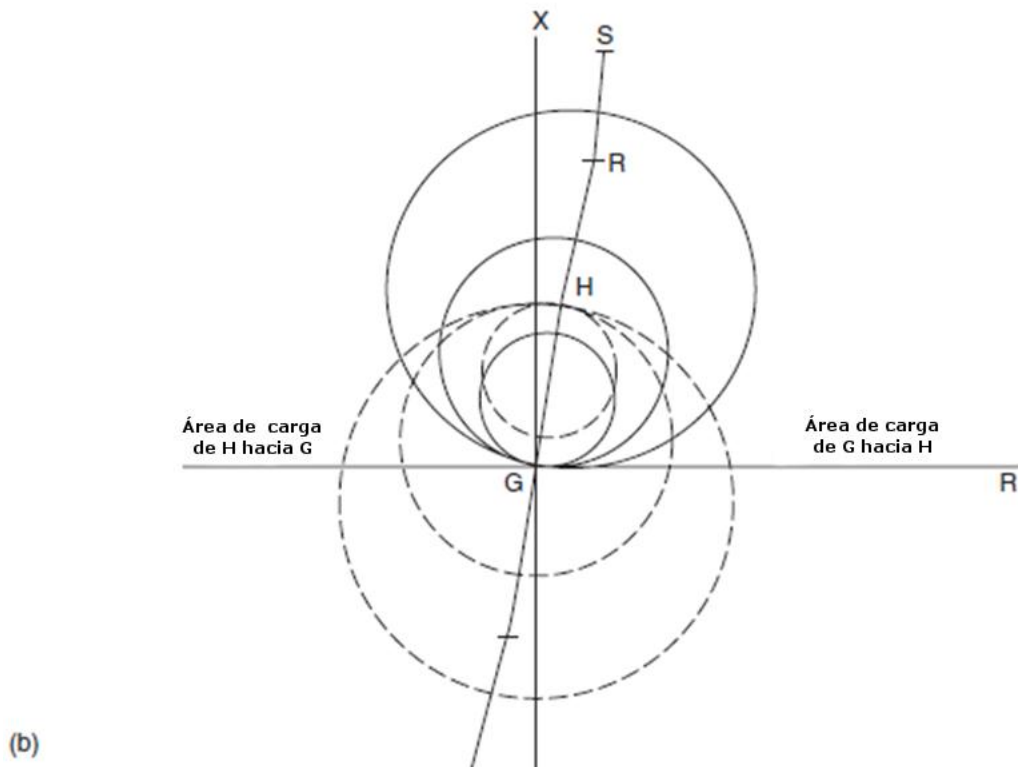
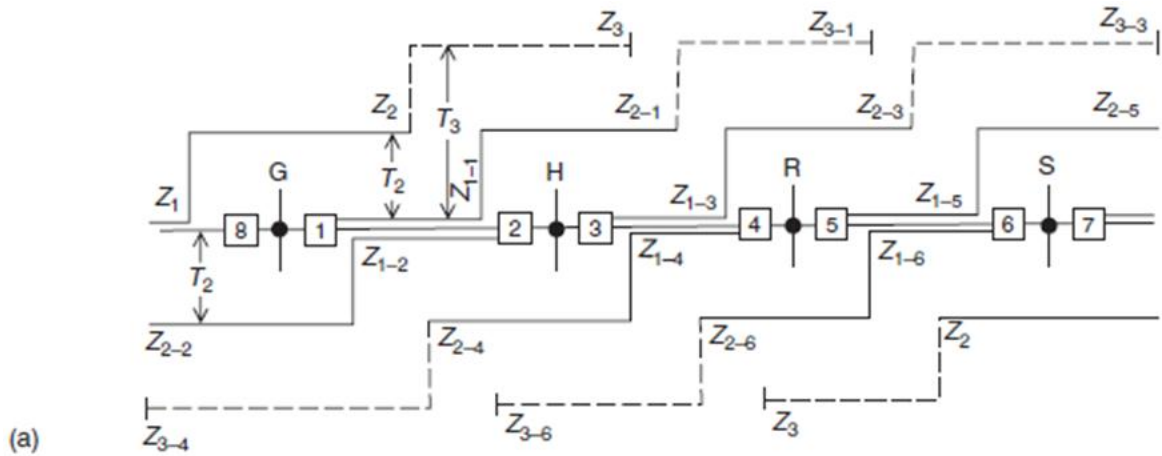


Fig. 7. Zonas de protección de un relé de distancia. (a) Diagrama distancia-tiempo. (b) Diagrama en el plano R-X.

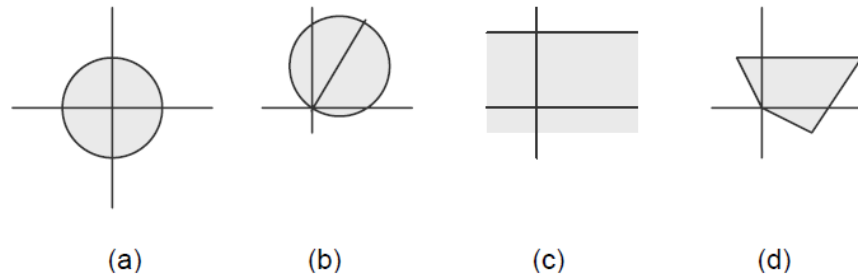


Fig. 8. Características de operación de los relés de distancia. (a) De impedancia o circular. (b) Característica Mho. (c) Característica de reactancia. (d) Característica poligonal o cuadrilateral.

6. SISTEMAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

6.1. Interfaz Hombre-Máquina (HMI)

Todos los sistemas productivos hoy en día necesitan alguna forma de relacionarse con el operador que trabaja dando las órdenes para que opere de una u otra manera, puede ser mediante palancas, botones o cualquier tipo de elemento que permita enviar una señal para iniciar, finalizar o repetir un proceso dentro de la cadena de producción. Además, no sería admisible que si la sección de producción que se quiere activar estuviese demasiado alejada de la posición del operador, este deba desplazarse hasta allí con el fin de dar la orden necesaria. Lo anterior impulsó la aparición los sistemas de mando remoto que en su nivel más básico están formados por botones, palancas, indicadores luminosos, etc., y que ayudan a acelerar los procesos productivos dentro de los sistemas que requieren relacionarse con un operador para su funcionamiento.

Las interfaces entre los operadores y los sistemas permiten más que la activación de algún dispositivo. También ayudan a la interacción entre las variables y los elementos de control que están involucrados, de manera que en todo momento se pueda conocer su estado y su evolución en el tiempo.

La representación gráfica de los subsistemas y la interacción entre ellos es de vital importancia para la comunicación con los usuarios. De allí que las HMI siempre buscan representar de la manera más intuitiva posible los sistemas a los que están conectados, de tal modo que sea una representación fiel de la realidad y que permita tener acceso a las variables que se desean controlar o manipular de manera sencilla, rápida y efectiva.

Hoy en día, la mayoría de las HMI son desarrolladas en ambientes virtuales bajo lenguajes como Visual C++, Visual Basic, LabVIEW, etc. [3] buscando la mayor versatilidad posible con el fin de que el usuario pueda incluir o retirar elementos en caso de expansiones o modificaciones del sistema real. Además de que se tiene la posibilidad de usar instrumentos virtuales y elementos de mando remoto que permitan la visualización y la operación remota de los componentes del sistema.

En los centros de control de sistemas potencia, es común encontrar un gran número de pantallas con la representación esquemática de las redes, generadores, cargas y flujos de energía, de manera que los operadores pueden visualizar en todo momento las variables y sus comportamientos y así determinar el estado y la posible evolución del sistema en el tiempo. Hoy en día los sistemas de relación hombre máquina más usados son del tipo SCADA.

6.2. Sistemas SCADA

“Damos el nombre de SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition o Control con supervisión y Adquisición de Datos) a cualquier software que admita el acceso a datos remotos de un proceso y permita, utilizando las herramientas de comunicación necesarias en cada caso, el control del mismo”. [10]

De lo anterior, vemos que no sólo se trata de un elemento de control, sino que es una herramienta completa que permite la interacción de todos los componentes del sistema, desde la medición, pasando por la visualización, hasta la comunicación y la operación que incluyen el usuario como agente activo de los procesos de monitoreo y control del sistema.

“Un entorno SCADA comprende una red de comunicaciones ampliamente distribuida espacialmente, la cual es utilizada principalmente para el control remoto y monitoreo de las condiciones de operación de los dispositivos ubicados en terreno. En una red SCADA, la información es recolectada vía una Unidad Terminal Remota (RTU, del inglés Remote Terminal Unit) tipo PLC (del inglés, Programmable Logic Controller), DCS (del inglés, Distributed Control System) o IED (del inglés, Intelligent Electronic Device) y posteriormente transferida por medio de una red de comunicaciones hacia una o varias Estaciones de Control Central (ECC) para su análisis. La información analizada es mostrada de manera conveniente a varios operadores de la planta, los cuales pueden tomar decisiones de control sobre el proceso de manera remota”. [3]

Se puede decir que los sistemas SCADA se dedican especialmente a la supervisión y mando de los sistemas, donde se destacan algunos objetivos como: [10]

- 6.2.1. Economía. La posibilidad de acción remota sobre los dispositivos permite ahorrar costos de traslados, de riesgos, y de personal, entre otros.
- 6.2.2. Accesibilidad. Se puede tener toda una planta con cientos de componentes a la distancia de un clic, además de que desde el escritorio es posible iniciar, detener y configurar la operación de los dispositivos a la vez que se tienen registros de todas las variables relevantes en el proceso.
- 6.2.3. Mantenimiento. El acceso a datos y la posibilidad de almacenamiento de los mismos permite hacer un planeamiento eficaz de las intervenciones sobre los componentes del sistema, aumentando la productividad de toda la planta.
- 6.2.4. Gestión. La disposición virtual de los datos permite su almacenamiento y posterior revisión con el fin de llevar a cabo estudios estadísticos, tabulaciones, etc., lo que permite caracterizar los sistemas y conocer sus comportamientos en el tiempo.
- 6.2.5. Flexibilidad. Permite la modificación del mímico del sistema aun cuando en el sistema real no se halla llevado a cabo ningún cambio.
- 6.2.6. Compatibilidad. En la actualidad se busca que todos los sistemas de tipo SCADA sean compatibles entre sí para evitar problemas a la hora de interconectarlos. De lo contrario podría desatarse un caos en los procesos.

En los sistemas de potencia, se acuñó el término EMS/SCADA (EMS: Energy Management System) que mejora los sistemas SCADA dedicados a la supervisión y control de sistemas eléctricos haciéndolos más versátiles a la hora de presentarse expansiones. Estos sistemas tienen algunas características importantes dentro de las que se pueden mencionar las siguientes: [11]

- 6.2.7. Expansibilidad y flexibilidad.
- 6.2.8. Conformidad con las normas internacionales.
- 6.2.9. Alta confiabilidad.

6.2.10. Alto rendimiento y funcionalidad.

6.2.11. Interfaz humana de alto nivel.

Algunos beneficios de la implementación de EMS/SCADA son: [3]

6.2.12. Almacenamiento de gran cantidad de datos.

6.2.13. El usuario puede seleccionar la manera como desea ver los datos.

6.2.14. Miles de sensores distribuidos pueden conectarse al sistema.

6.2.15. El operador puede incorporar datos de simulación al sistema.

6.2.16. Se puede recolectar muchos tipos de información (Variables diferentes a las eléctricas).

6.2.17. Simplicidad en la operación del sistema.

6.2.18. Posibilidad de implementación de alarmas.

6.2.19. Todo el sistema en una misma pantalla.

6.3. Futuro de los sistemas EMS/SCADA

Dentro de los desarrollos dirigidos al mejoramiento de los sistemas EMS/SCADA se pueden encontrar los siguientes: [3]

6.3.1. Mejoramiento de los sistemas de comunicación para lograr mayores tasas de transferencia de datos.

6.3.2. Mejoramiento de las características gráficas con el fin de hacer que la interfaz hombre-máquina sea más intuitiva y más sencilla, buscando aumentar las velocidades de respuesta y aumentar la seguridad en el sistema.

6.3.3. Estandarización de los protocolos de comunicación haciendo compatibles todos los tipos de información que fluyen en el sistema.

6.3.4. Mejoramiento en la capacidad de gestión de los recursos distribuidos en la red eléctrica, ya que los sistemas masivos de generación de energía eventualmente darán paso a las pequeñas generadoras locales.

6.3.5. El avance en velocidad y procesamiento de las computadoras actuales permite que los sistemas EMS realicen análisis de datos más veloces y en mayor cantidad.

7. APLICACIÓN

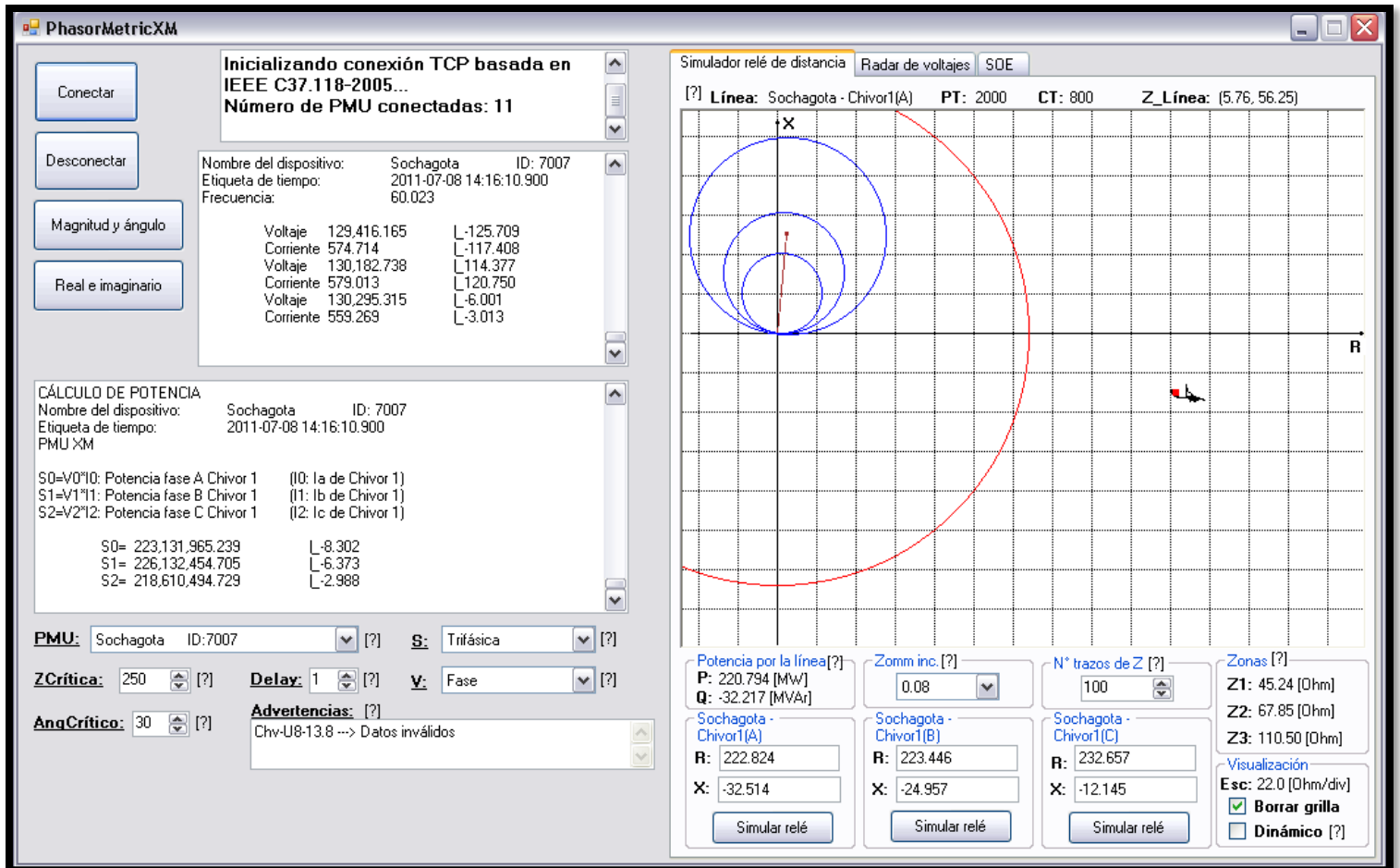


Fig. 9. Interfaz gráfica de la aplicación.

7.1. Motivación

El desarrollo de la aplicación que se muestra en la Fig. 9 fue impulsado por la importancia que están tomando las Unidades de Medición Fasorial como elementos de monitoreo en los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo. Aunque es sabido que las PMU son usadas desde los años 90 para medir las variables de algunos sectores de los sistemas de potencia en Estados Unidos y Europa como proyectos experimentales y de investigación, [6] aún no son una tecnología que tenga un gran lugar dentro de los sistemas de supervisión y control de las empresas de energía en el mundo.

Hoy en día se están llevando a cabo investigaciones sobre el sistema interconectado colombiano con el fin de estudiar la posible implementación de PMUs como dispositivos principales de monitoreo, [14] impulsados por el hecho de que estos elementos permiten una mejor observabilidad sobre las redes de energía, ya que no sólo miden la magnitud de las variables, como se hace actualmente, sino que también miden desfases entre ellas. Lo anterior permite componer fasores de voltaje y corriente a la vez que con estos últimos se pueden obtener las demás variables como potencias e impedancias, que describen por completo el comportamiento y los flujos de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A partir de este interés, y dentro de las necesidades de las investigaciones, aparecen requerimientos de desarrollos que permitan mostrar la potencialidad del uso de las PMU, además de propulsar los sincrofasores como una excelente representación de las variables eléctricas en el monitoreo del estado de las redes. De lo anterior, se puede mencionar que debido que los fasores son el ente matemático básico para el análisis de circuitos eléctricos en AC en estado estable, los sincrofasores aventajan en utilidad a la medición de magnitudes que realizan los sistemas convencionales, aumentando la observabilidad de algunos comportamientos de los sistemas de potencia como por ejemplo el sentido de los flujos de energía en una red interconectada, como en el caso de Colombia.

7.2. El OpenPDC en la aplicación

El OpenPDC es la base de la aplicación desarrollada, ya que de allí se obtuvieron las librerías fundamentales que recogen la información empaquetada según el protocolo IEEE C37-118 que llega desde las PMU. Después de recibir los datos, los valores son adquiridos en el código del programa para realizar los cálculos de potencias, voltajes, corrientes impedancias y demás, como se muestran en la interfaz de usuario, Fig. 9. El uso de las librerías es posible gracias a la modalidad de código libre del OpenPDC. [6]

Fueron cuatro las librerías necesarias para que la aplicación llevara a cabo las tareas de reconocimiento de las PMU (por medio de datos de identificación que llegan en el

paquete), adquisición de valores de frecuencia, voltaje, corriente y sus respectivos ángulos, y adquisición de la estampa de tiempo. Las librerías utilizadas fueron:

- 7.2.1. TVA.Communication.dll.
- 7.2.2. TimeSeriesFramework.dll.
- 7.2.3. TVA.Core.dll.
- 7.2.4. TVA.PhasorProtocols.dll.

Para determinar cuáles eran las librerías necesarias para que la aplicación funcionara correctamente se llevaron a cabo varias pruebas, las cuales consistían en realizar sencillos programas en el ambiente de desarrollo de Microsoft Visual C# 2010 Express, siguiendo las indicaciones de la página de CodePlex acerca de los primeros pasos para usar los archivos del OpenPDC. Estas aplicaciones básicas permitían comparar los valores traídos desde las PMU con los que llegaban a través del sistema SCADA del Centro Nacional de Despacho (CND) con el fin de determinar la confiabilidad de los datos.

7.3. Información en modo texto

La aplicación presenta una Interfaz de Usuario (IU) con la cual el operador puede interactuar para verificar visualmente los datos y los comportamientos de las variables monitoreadas.

En la Fig. 10 se puede ver una sección de la IU que está conformada por un grupo de cuadros de texto que informan al usuario acerca de las variables, sus magnitudes, estado de la conexión, tipo de información mostrada, errores de conexión en caso de presentarse, advertencias si alguna PMU tiene problemas con el envío de los datos, entre otras características.

Su principal función es mantener enterado al operador en cuanto al comportamiento del sistema además de que permite un almacenamiento de datos de hasta 60 muestras, con el fin de que se pueda indagar respecto del comportamiento reciente de las variables.

En este sector también se encuentran los botones dedicados a la conexión, desconexión entre el programa y la red de datos, así como la selección del formato en que se desea visualizar la información.

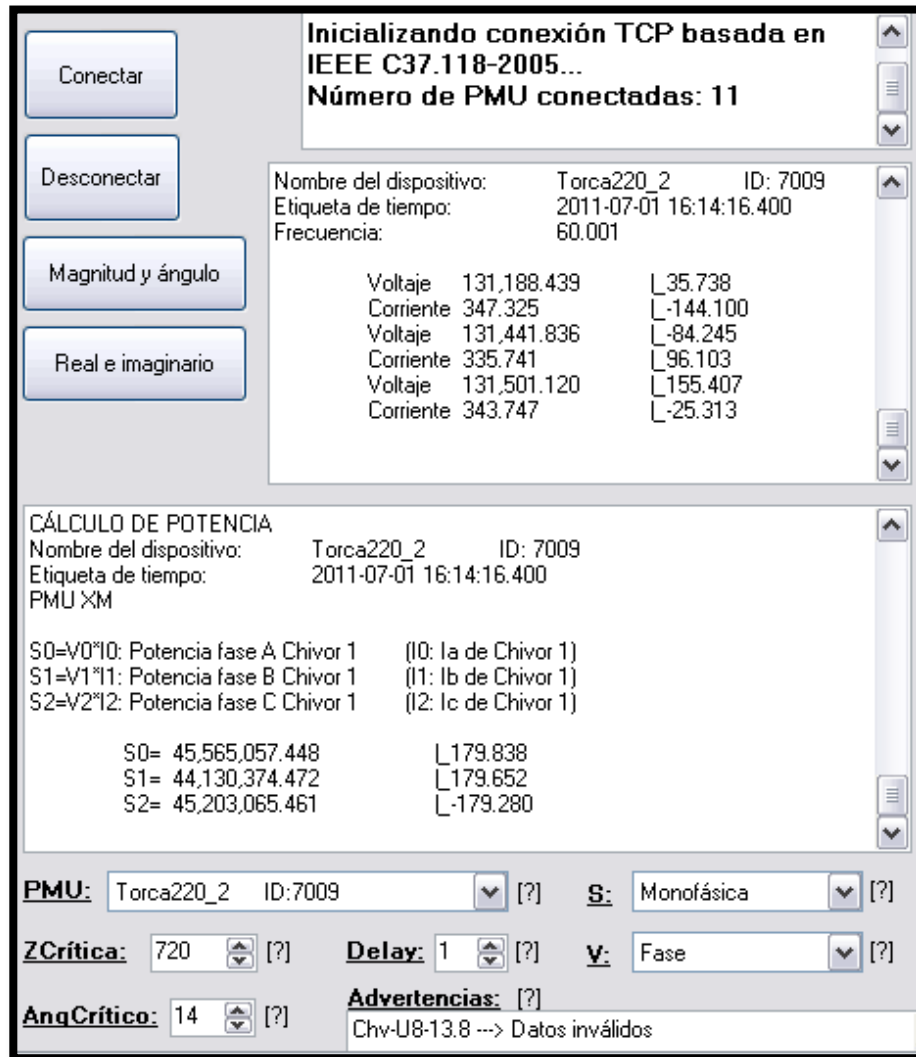


Fig. 10. Bloque de la IU que muestra la información en modo texto.

En la Fig. 10 se pueden observar varios campos que poseen nombres específicos, tales como:

- 7.3.1. **PMU:** es un menú desplegable que permite seleccionar la PMU de la cual se desea recibir datos. Se muestra el identificador de la PMU (ID) y su nombre.

- 7.3.2. Zcrítica: permite seleccionar un valor, en porcentaje, que será el valor de alarma para comparar con la impedancia aparente. El valor de ZCrítica será tratado con más detalle en una sección posterior.
- 7.3.3. AngCrítico: permite seleccionar el valor de ángulo máximo, en grados, permitido entre dos fasores de voltaje antes de producir una alarma. El valor de AngCrítico será tratado con más detalle en una sección posterior.
- 7.3.4. Delay: aquí se selecciona el tiempo, en segundos, entre grupos de datos que llegan de la red.
- 7.3.5. Advertencias: indica cuales de las PMU tienen problemas con el envío de la información, puede ser por conexión o pérdida de datos.
- 7.3.6. S: selecciona entre mostrar la potencia monofásica o trifásica en el simulador de relé de distancia.
- 7.3.7. V: selecciona entre mostrar el voltaje de fase o de línea en el simulador de relé de distancia.

Además, cerca de cada uno de los elementos de este bloque se encuentra el objeto “[?]”, sobre el cual el usuario puede dar clic para obtener ayuda e información acerca de ese campo específico en caso de necesitarla.

7.4. Radar de voltajes

En la Fig. 11 se puede ver la imagen del radar de voltajes. En éste se muestran los fasores de voltaje y su comportamiento en tiempo real.

La imagen del radar contiene un grupo de circunferencias (de color negro) que representan 0.5 y 1 en “por unidad” (p.u.) de la magnitud de los fasores de voltaje para niveles de 230 KV de la red de transmisión. Además, se puede ver un par de circunferencias rojas adicionales que demarcan los límites permitidos de la variación del voltaje para niveles de 230 KV en Colombia, estos límites son $\pm 10\%$ del voltaje nominal.

El bloque de radar de voltajes contiene los siguientes cuadros:

- 7.4.1. Graficar: este recuadro contiene los nombres de las PMU que están conectadas a la red. Su función es permitir al usuario la selección de las PMU que desea ver en el radar de voltajes.
- 7.4.2. Ref: es un menú desplegable que permite al usuario seleccionar cuál será la PMU que servirá de referencia para las otras cuyos fasores se están graficando en el radar. Es decir, el usuario define cual PMU tendrá ángulo de cero grados de manera que los desfases de las demás sean medidos respecto a esa PMU.

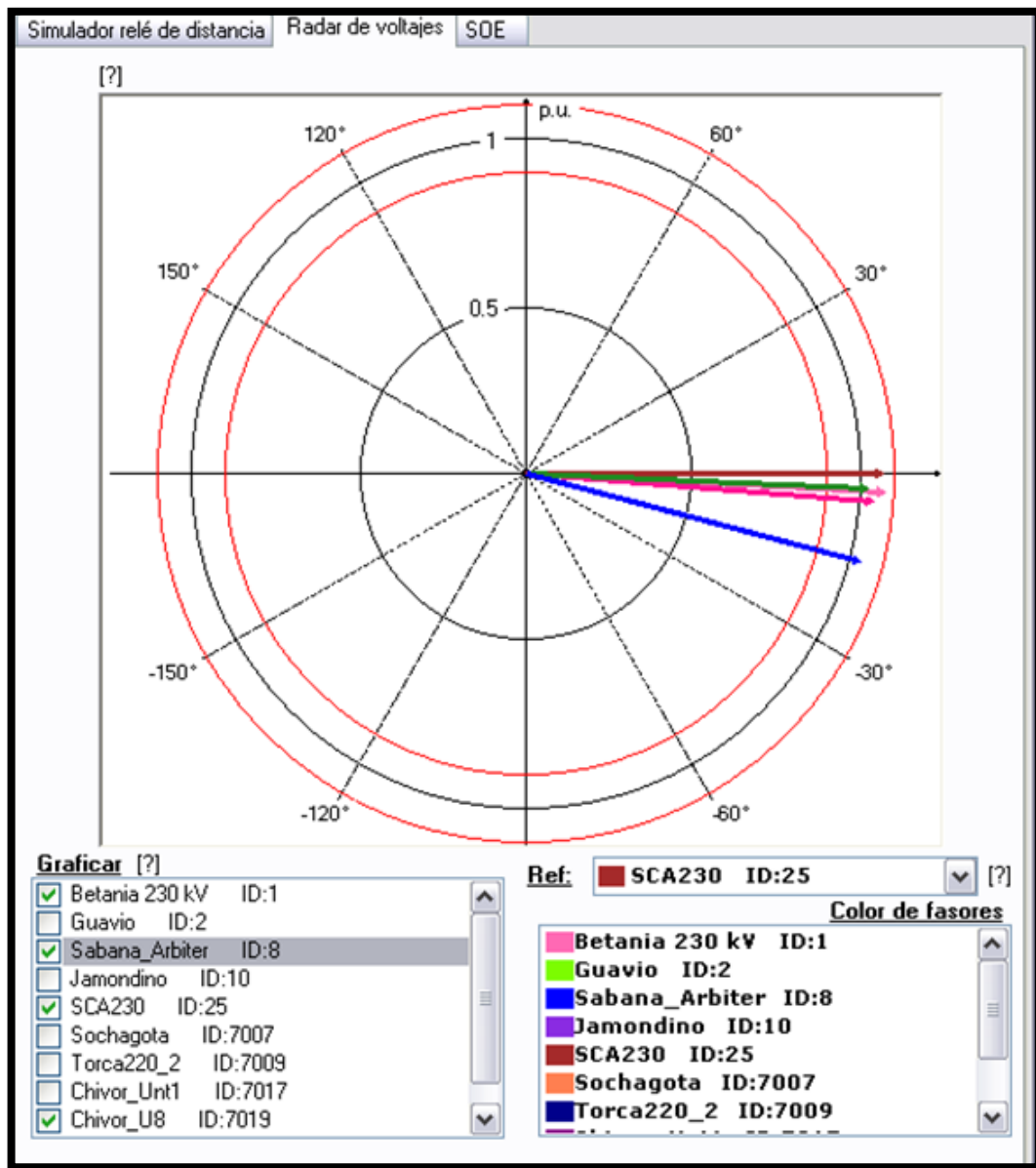


Fig. 11. Radar de voltajes.

7.4.3. Color de fasores: muestra qué color de fasor corresponde a cada una de las PMU en el gráfico del radar de voltajes.

Además, cerca de cada uno de los elementos de este bloque se encuentra el objeto “[?]”, sobre el cual el usuario puede dar clic para obtener ayuda e información acerca de ese campo específico en caso de necesitarla.

Adicionalmente, el gráfico del radar permite interactividad con el usuario. En la Fig. 12 se pueden ver los dos tipos de interacción posible con el radar. El primero, detiene el movimiento de los fasores mediante el clic derecho del mouse con el fin de que el operador pueda observar en detalle la imagen congelada en un instante específico, el segundo, permite que a partir del botón principal del mouse, el usuario tenga información de la magnitud y el ángulo del fasor de interés sobre el cual haga clic.

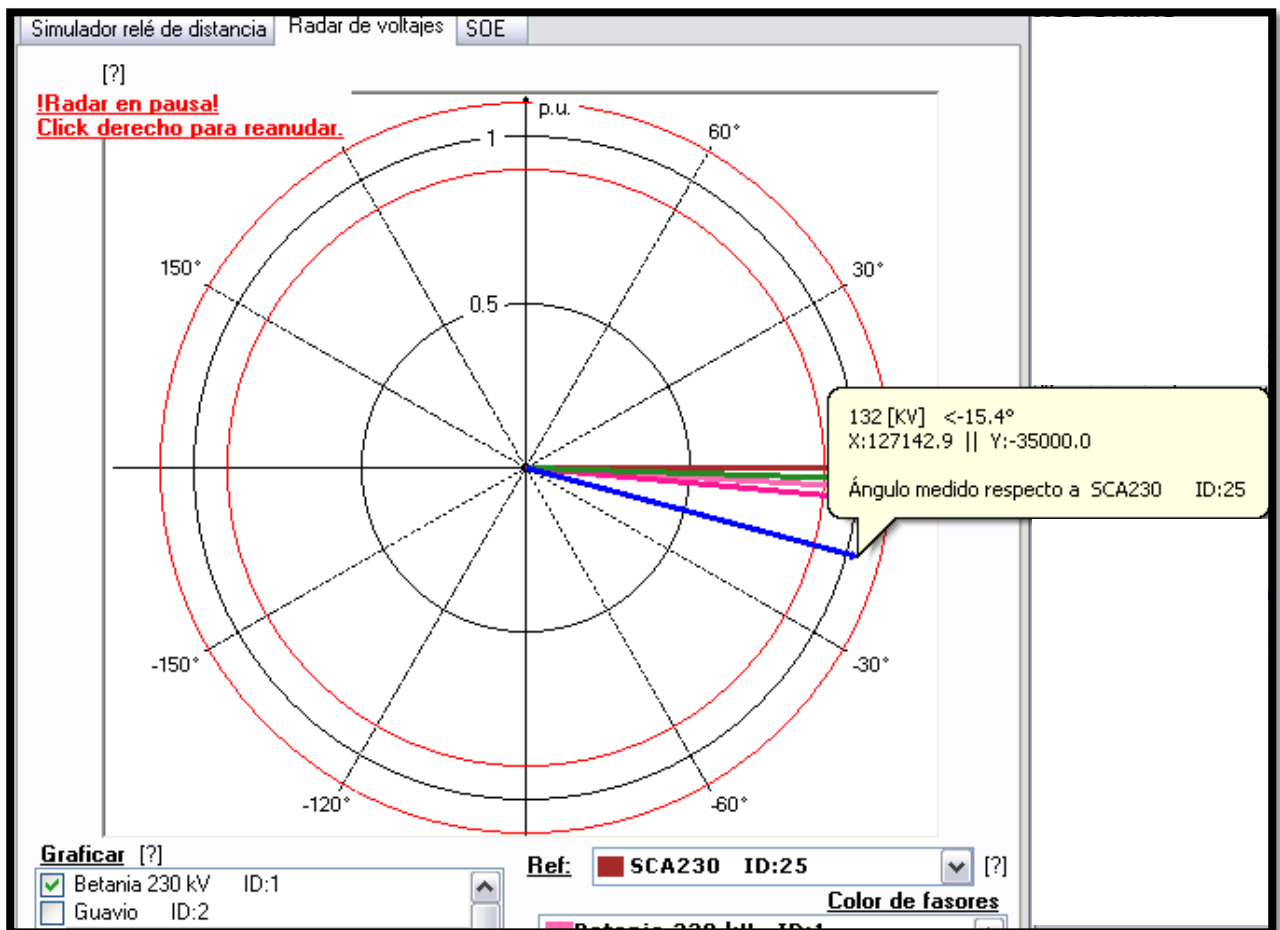


Fig. 12. Elementos interactivos del radar de voltajes.

En la Fig. 13 [15] se puede ver una explicación gráfica de cómo el ángulo está relacionado con el flujo de potencia entre dos puntos de una red eléctrica. También se puede observar que el mayor flujo de potencia ocurre cuando la diferencia angular entre el voltaje del emisor y receptor es 90°.

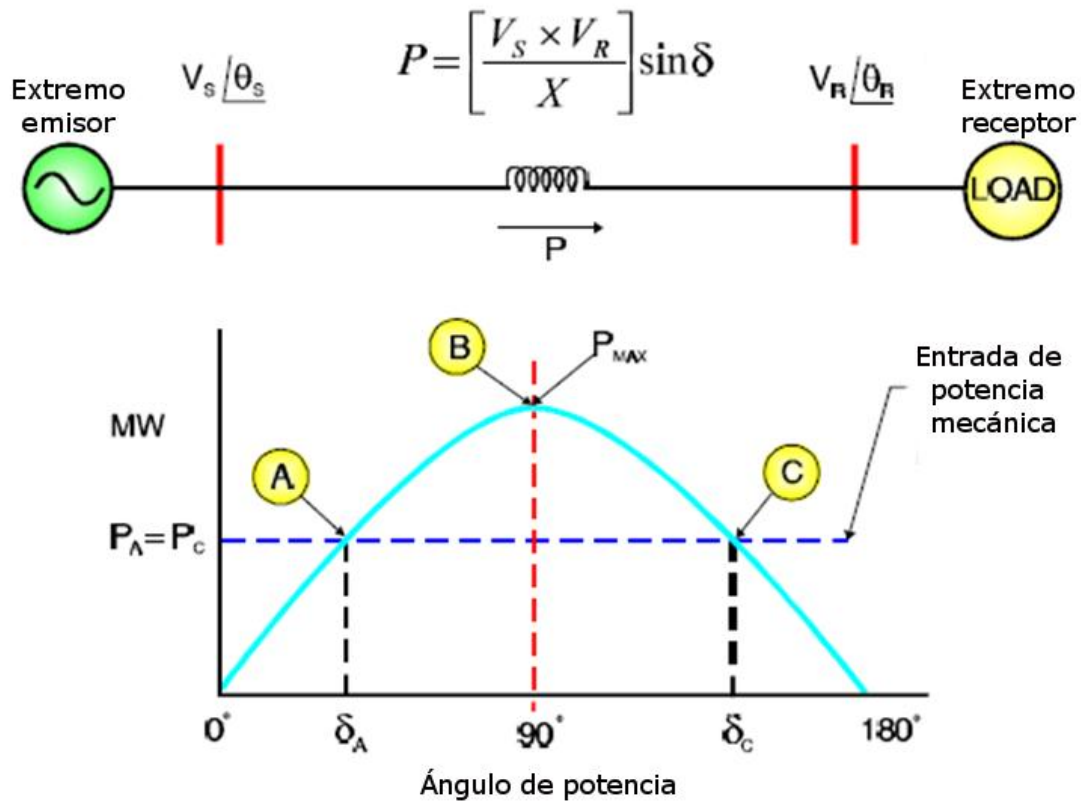


Fig. 13. Flujo de potencia desde una fuente a una carga. Gráfico de la potencia activa transmitida por la línea en función de la diferencia angular entre el voltaje del emisor y el del receptor.

7.5. Simulador de relé de distancia

Este bloque contiene un elemento completamente interactivo que representa un plano R-X (Resistencia - Reactancia) donde se grafica la característica Mho del relé de distancia conectado a la línea que se quiere monitorear. Fig. 14.

Además, también se puede ver un pequeño punto rojo que pareciera trazar una línea sin sentido. Ese punto representa la impedancia aparente medida en el nodo donde está conectada la PMU, y la línea desordenada detrás de él es un trazo dejado por los valores precedentes de impedancia aparente en esa línea.

Los valores de las circunferencias que demarcan las zonas de protección del relé de distancia dependen de la línea a la cual esté conectada la PMU (aunque no todas las PMU

están conectadas a líneas de transmisión), esos valores de ajuste fueron obtenidos de las bases de datos del sistema de protecciones de la empresa dedicada a su control y supervisión. Esto permite que el simulador cuente con datos reales de operación y pueda servir de herramienta de diagnóstico para los operadores.

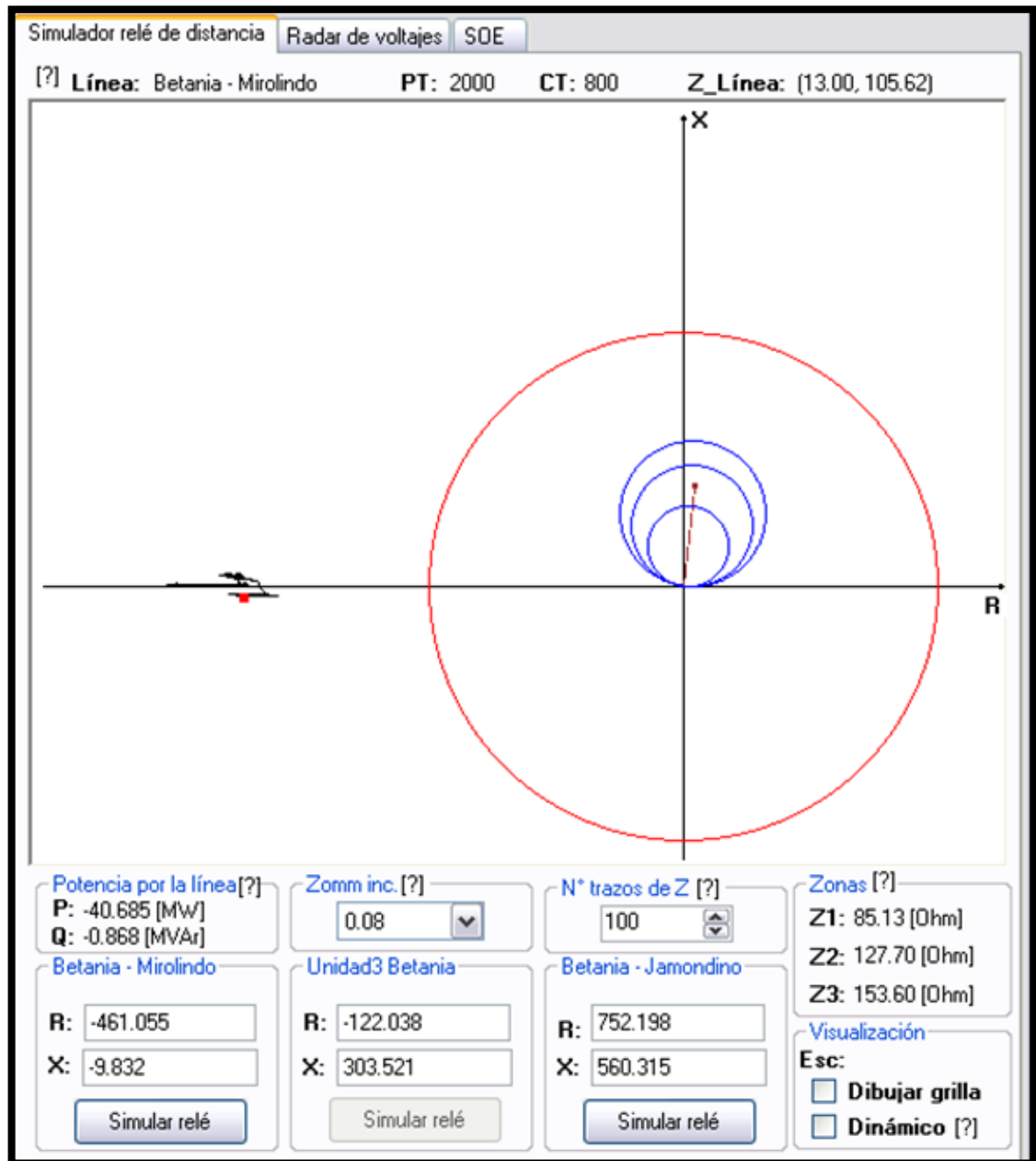


Fig. 14. Simulador de relé de distancia.

Dentro del simulador de relé de distancia se encuentran un grupo de cuadros de texto, menús de selección y botones que permiten al usuario interactuar con él.

- 7.5.1. Línea: muestra los nombres de las subestaciones unidas por la línea de transmisión a la cual está conectado el relé de distancia que se está simulando.
- 7.5.2. PT: es la relación de transformación del transformador de voltaje conectado al relé de distancia que se está simulando.
- 7.5.3. CT: es la relación de transformación del transformador de corriente conectado al relé de distancia que se está simulando.
- 7.5.4. Z línea: es la impedancia propia de la línea, en representación rectangular, a la cual está conectado el relé de distancia que se está simulando.
- 7.5.5. Potencia por la línea: muestra los valores de impedancia activa y reactiva que están fluyendo en tiempo real por la línea de transmisión donde está conectado el relé que se está simulando.
- 7.5.6. R: muestra el valor de resistencia de la impedancia aparente de la línea en tiempo real.
- 7.5.7. X: muestra el valor de reactancia de la impedancia aparente de la línea en tiempo real.
- 7.5.8. Zoom inc: define el paso del zoom que se activa cuando el usuario mueve el scroll del mouse.
- 7.5.9. N° de trazos de Z: determina el número de puntos máximo que se guardarán para trazar la excursión de la impedancia aparente (punto rojo) como un pequeño histórico de valores de impedancia aparente anteriores.
- 7.5.10. Zonas: indican el alcance máximo de las circunferencias que demarcan las zonas de protección del relé que se está simulando.
- 7.5.11. Visualización: contiene dos cuadros de selección:
 - Esc: muestra la escala de cada división, en Ohm por división, en caso de que la grilla esté activa.

- Dibujar grilla: despliega una cuadrícula en el área del plano R-X. Fig. 15.
- Dinámico: cuando está seleccionado, hace que el zoom del cuadro de gráfico se ajuste automáticamente de manera que se pueda ver la excursión de la impedancia aparente y las zonas de protección completamente.

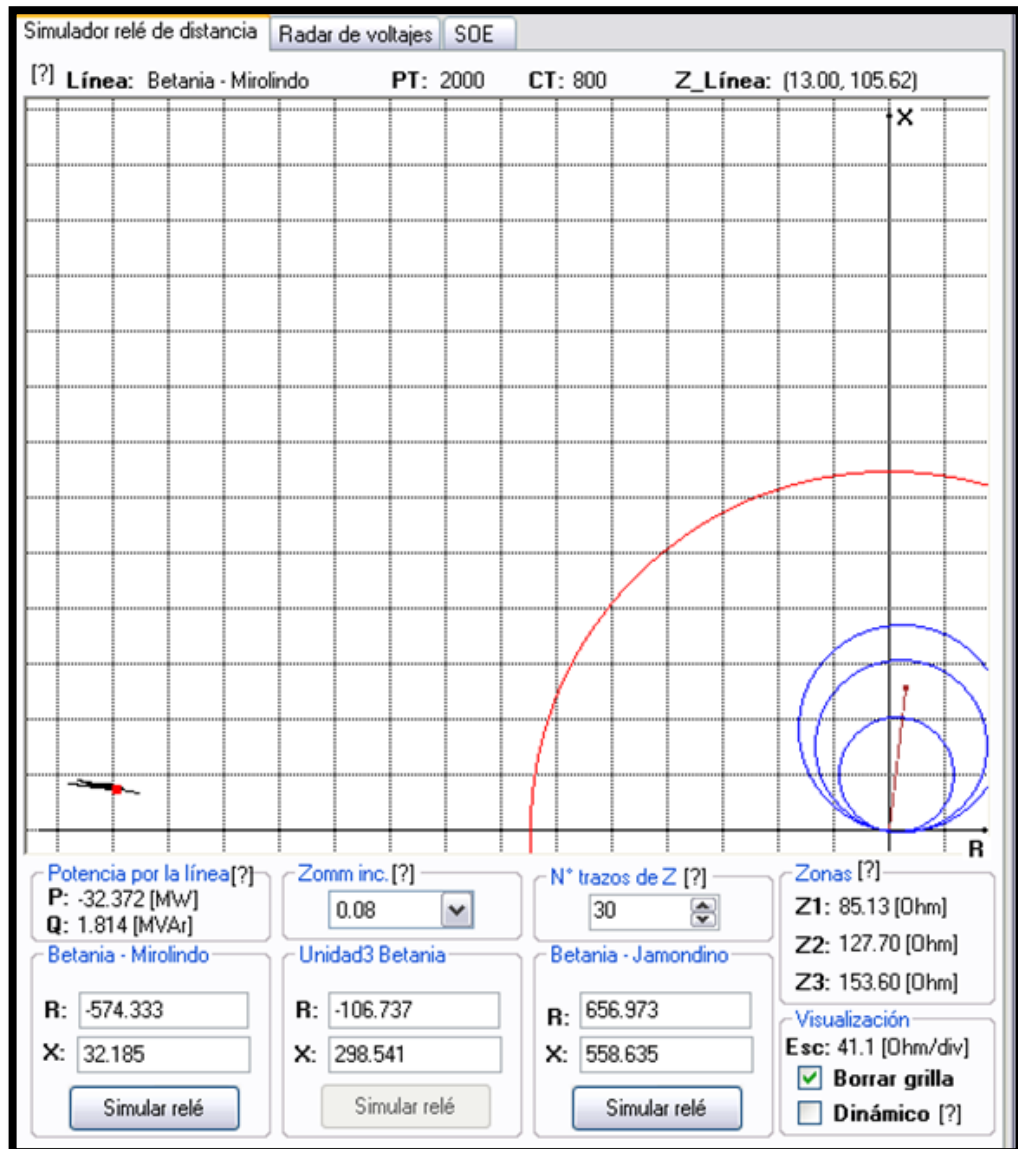


Fig. 15. Grilla del área del gráfico activada.

Nótese que en la Fig. 15, se están indicando los Ohm por división en el campo “Esc” del recuadro “Visualización”, esto se incluye con el ánimo de que el usuario tenga una manera de determinar fácilmente la cuantía de las variaciones de la impedancia aparente mediante el trazado de su excursión. En la Fig. 16, se muestra un alto nivel de Zoom que permite observar niveles de variación de impedancia aparente aún más pequeños.

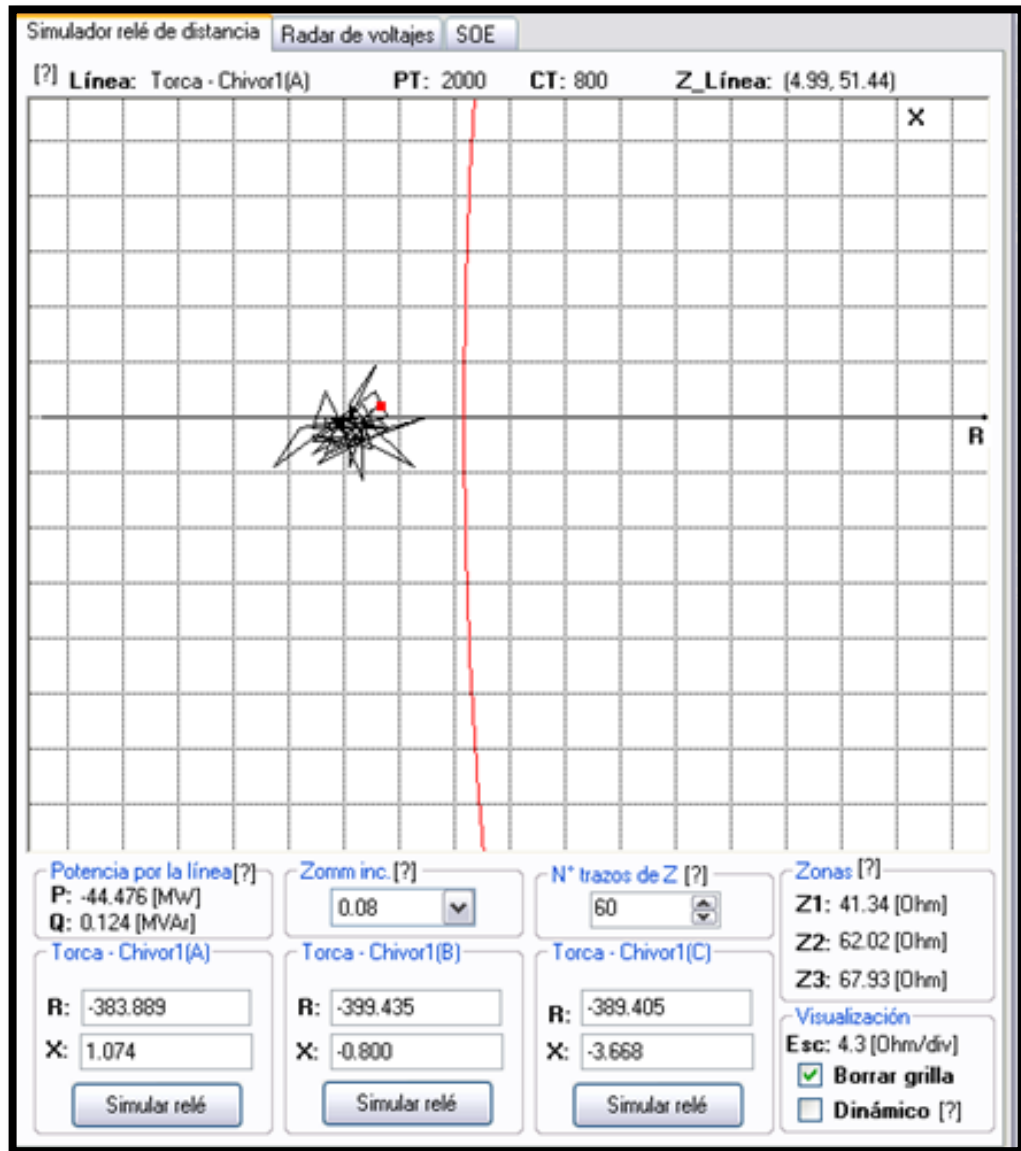


Fig. 16. Nivel de Zoom que permite ver detalles más pequeños de la variación de la impedancia aparente de la línea donde está conectado el relé que se está simulando.

En la Fig. 16 se puede ver que el nivel de zoom es de 4.3 Ohm/div, mientras que en la Fig. 15 el zoom es de 41.1 Ohm/div. El zoom es activado por la rueda del mouse, permitiendo acercamientos y alejamientos del plano R-X en caso de requerir más o menos detalle.

Otra función interactiva que posee este bloque es la de arrastrar el área del gráfico mediante clic sostenido y arrastrar el mouse, lo que ayuda a enfocar el sector específico que se quiera visualizar.

Como se puede apreciar, en todas las imágenes del simulador del relé de distancia aparece una extraña circunferencia roja, más grande que las zonas de protección, con las cuales no pareciera tener nada que ver. En efecto esta circunferencia no es una zona de protección, pero si demarca una zona de alarma, no de disparo del relé, sino de aviso al sistema para indicar que puede estar ocurriendo una condición de operación riesgosa que pudiera terminar en una apertura de la línea por la actuación de las protecciones. Esta circunferencia será retomada en una sección posterior.

7.6. Registrador de eventos

Antes de abordar el registrador de eventos se debe tener claro qué se considera como un evento para esta aplicación.

Existen dos tipos de eventos que la aplicación detecta:

- 7.6.1. Evento por sobre paso de la impedancia crítica: se refiere al caso en el que la impedancia aparente es menor que la impedancia marcada por la zona de alarma (Circunferencia roja). Esta zona de alarma se puede configurar en el campo “ZCrítica” del bloque de “información en modo texto”.
- 7.6.2. Evento por sobre paso del ángulo crítico: se refiere al caso en que el ángulo entre alguno de los fasores de voltaje y el fasor de referencia sea mayor que el valor fijado en el campo “AngCrítico” del bloque “información en modo texto”.

Estos eventos son registrados en un elemento de texto plano, Fig. 17, de manera que puedan ser consultados durante la operación para observar comportamientos históricos del ángulo y la impedancia aparente de que se calculan en el código del programa.

En la Fig. 17 se puede ver un listado de eventos que el sistema almacenó mientras se realizaban pruebas de la herramienta en el Centro Nacional de Despacho (CND).



Fig. 17. Registrador de eventos.

Cada evento se registra con la información de la PMU que envió el dato que superó las condiciones de alarma, además de incluir los valores de ajuste de la impedancia y ángulo críticos, y la estampa de tiempo del instante en que ocurrió el evento.

Al igual que los demás bloques, el de registro de eventos también posee un par de botones que permiten al usuario realizar la gestión de los datos.

7.6.3. **Borrar:** elimina todos los datos del registrador de eventos que se hayan almacenado hasta el momento. En la Fig. 18 se puede ver la ventana emergente que se asegura que el usuario no borre los datos por accidente.

7.6.4. **Exportar:** permite que el usuario almacene en un archivo *.txt la información de los eventos registrados hasta el momento. El archivo tiene formato separado por comas de manera que se puede importar desde algún programa especializado para realizar análisis de los datos, por ejemplo Microsoft Excel. En la Fig. 19 se muestra la ventana emergente que indaga al usuario sobre la ubicación en la cual desea guardar el archivo.

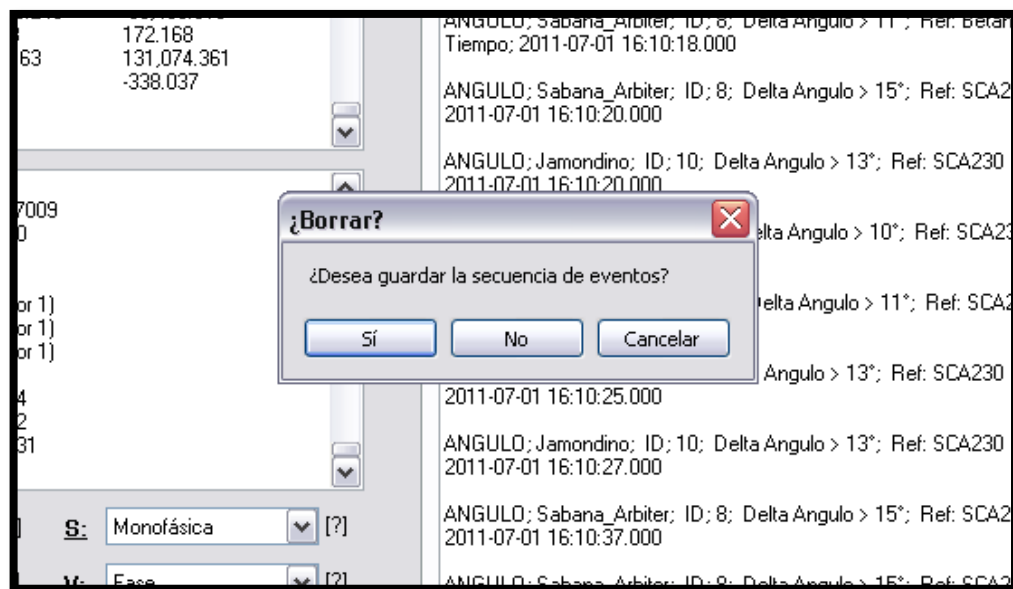


Fig. 18. Ventana emergente para evitar borrado accidental de datos.

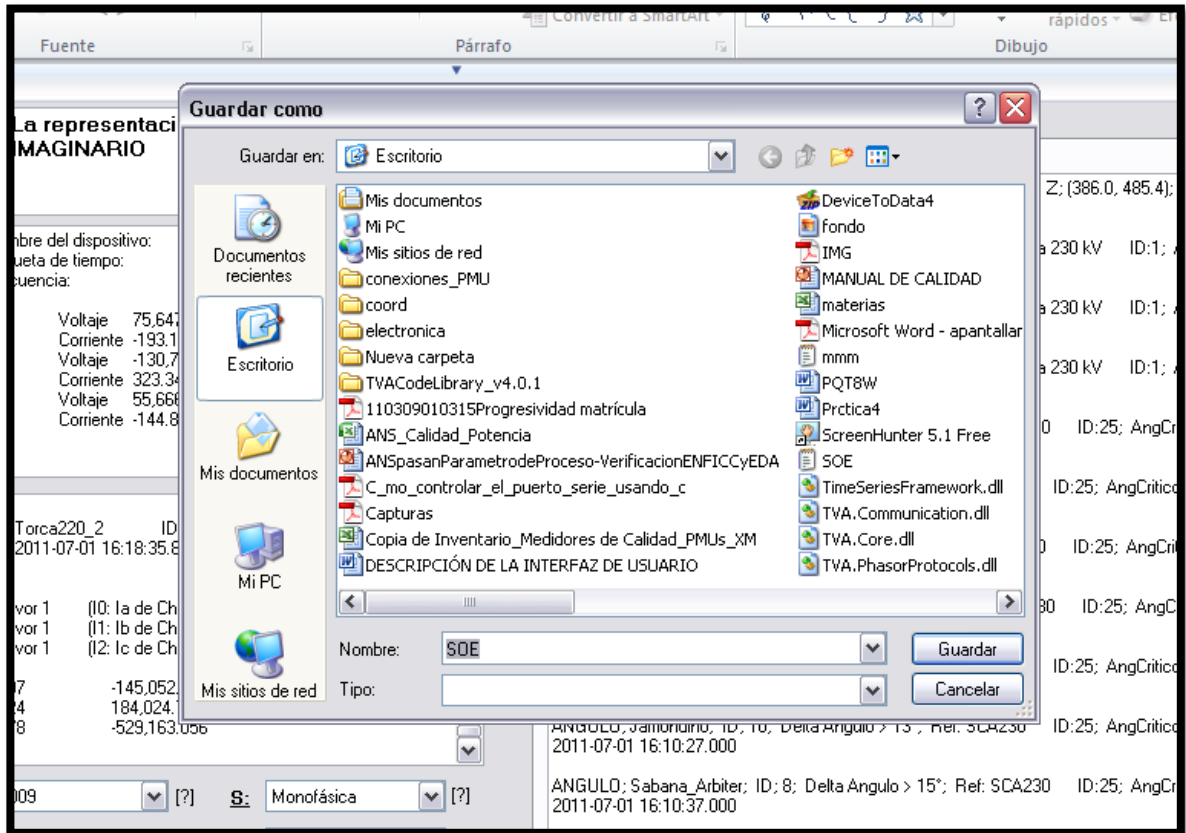


Fig. 19. Ventana emergente que permite guardar el registro de eventos.

7.7. Cuadro de alarmas

El cuadro de la Fig. 20 muestra las alertas que se van almacenando como históricos en el registrador de eventos, este cuadro solamente aparece en el momento en que se produzca un evento, en caso contrario permanecerá invisible para el usuario.

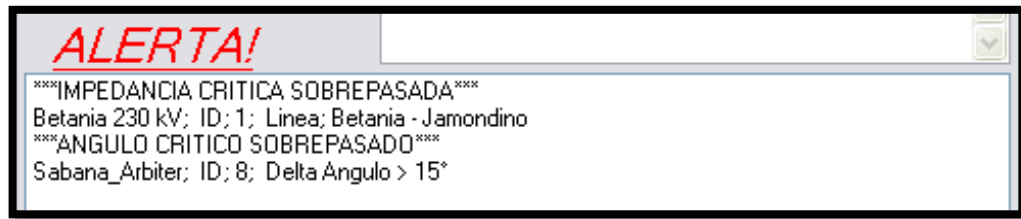


Fig. 20. Cuadro de alarmas.

7.8. Propuesta de sistema de alarma

Si se hace una revisión exhaustiva de la zona de alarma circular que se propone en el simulador de relé de distancia (círculo rojo de la Fig. 14.), se puede pensar que este tipo de geometría no es la que mejor representaría una zona de alarma ya que no tiene en cuenta la asimetría respecto a los ejes coordenados de la característica del relé tipo Mho.

Si se observa detenidamente, no hay una influencia equivalente sobre las zonas de protección del relé cuando la impedancia aparente se acerca por los cuadrantes I o II en comparación con los cuadrantes III y IV. Esto indica que se debe hacer un estudio más profundo para determinar de una manera confiable la zona de alarma dependiendo de cada cuadrante.

En las figuras 21 y 22 se puede ver una propuesta para la definición de las zonas de alarma de cada cuadrante, llamada “Zonas Representativas”, que pueden ser determinadas mediante desarrollos teóricos obtenidos de investigaciones de las empresas interesadas o mediante la experiencia de los operadores del sistema de protecciones.

En la Fig. 22 se muestra la zona resultante de la superposición de las zonas representativas de los cuadrantes individuales.

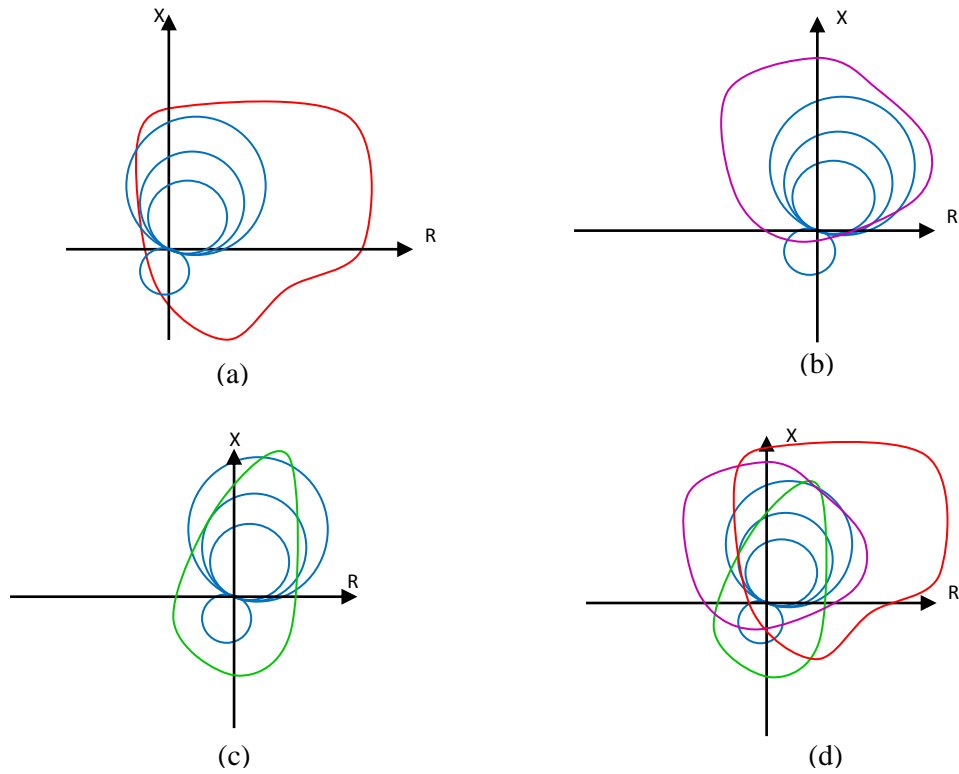


Fig. 21. Zonas representativas de los cuadrantes. (a) Zona representativa del cuadrante I. (b) Zona representativa del cuadrante II. (c) Zona representativa del cuadrante III y IV. (d) Superposición de las zonas representativas de todos los cuadrantes.

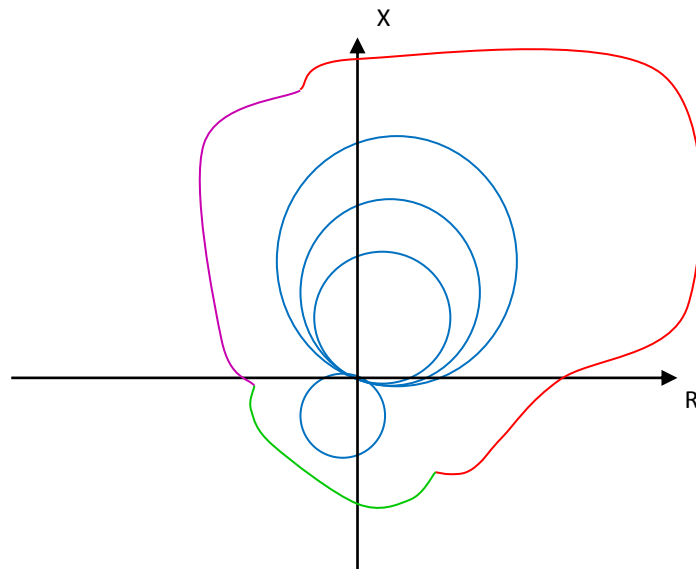


Fig. 22. Zona de alarma resultante.

Lo anterior indica que la superposición de las “zonas representativas” de cada cuadrante pueden formar una zona mucho más específica que represente mejor los niveles de impedancia permisibles antes de que aparezca alguna alarma por sobre paso de la impedancia crítica.

8. USOS POTENCIALES DE LA APLICACIÓN

El desarrollo de herramientas como ésta ayuda a que la percepción de la utilidad de las PMU mejore en las empresas del sector eléctrico mundial impulsando el interés por la investigación y el desarrollo de estos dispositivos. Además, con el advenimiento de las llamadas “Smart Grids” las PMU tendrán un papel muy importante en los sistemas de supervisión y control de las redes de energía. La Fig. 22 [16] muestra un modelo de Red Inteligente (Smart Grid) basada en dispositivos de medición fasorial donde se presenta un flujo bidireccional de información y energía.

Se pueden mencionar algunas de las potencialidades de la aplicación desarrollada:

- Estimación de estados.
- Supervisión y control de los elementos del sistema en tiempo real.
- Análisis de variabilidad de los componentes del sistema.
- Estadísticas de operación.
- Históricos de operación.
- Análisis post operativos.
- Registro de eventos.
- Implementación en Smart Grids.
- Alertas preventivas.
- Plataforma base para nuevas tecnologías con PMU.

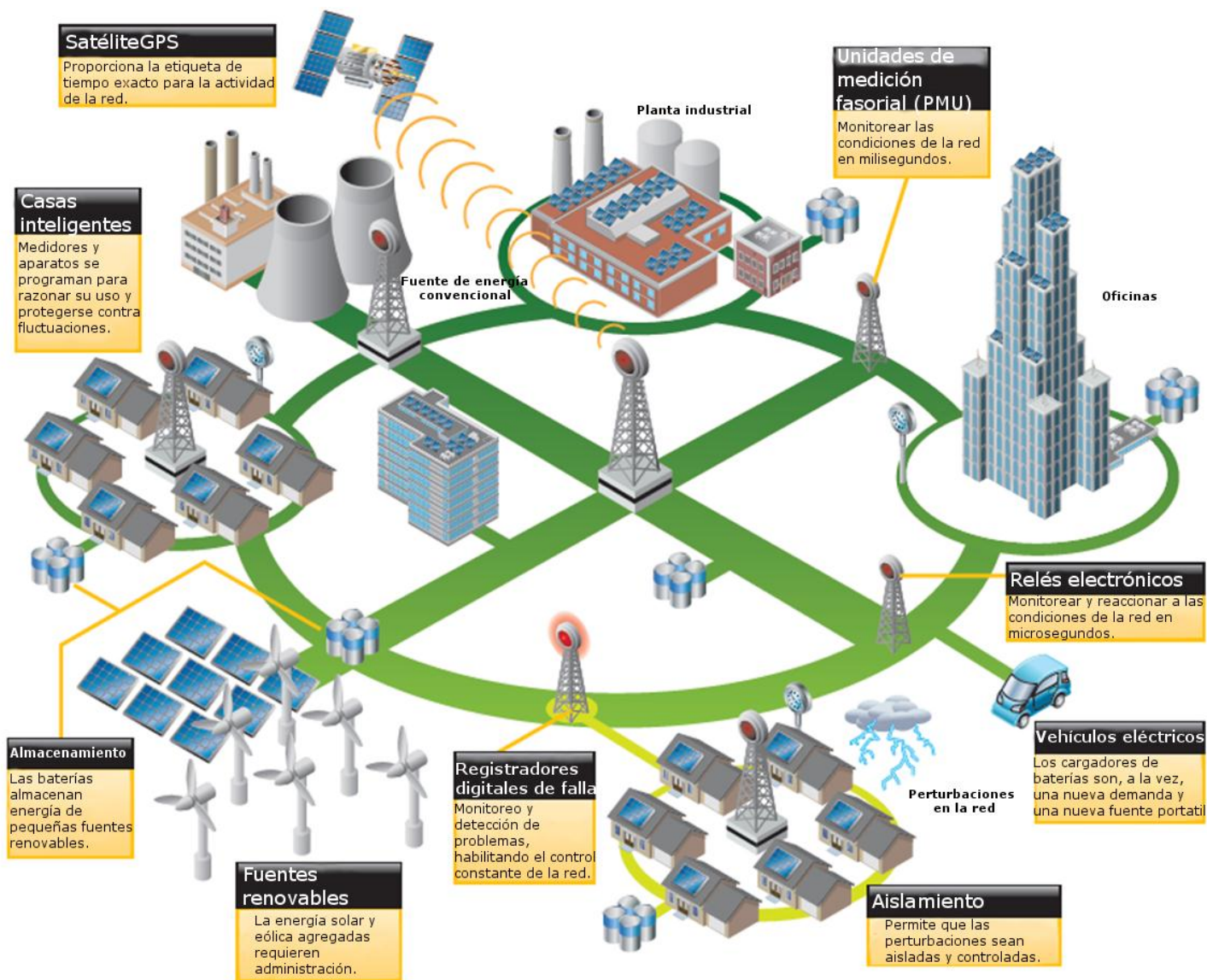


Fig. 22. Modelo de Red Inteligente (Smart Grid) basada en las PMU como dispositivos de monitoreo.

9. CONCLUSIONES

- En este trabajo se desarrolló una interfaz de usuario para monitorear en tiempo real las principales variables eléctricas de algunos nodos del sistema de transmisión con base en la información entregada por los sincrofasores provenientes de las unidades de medición fasorial (PMU).
- El diseño fue concebido con tres campos principales, un radar de voltajes, un simulador de relé de distancia y un registrador de eventos.
- El radar de voltajes permite visualizar los desfases de los voltajes referenciados a alguno de ellos, seleccionado por el usuario, además de mostrar gráficamente un fasor proporcional a la magnitud de cada uno de los voltajes medidos.
- El simulador de relé de distancia despliega gráficamente los parámetros y la impedancia aparente de la línea seleccionada por el usuario en un relé de característica Mho sobre el plano complejo R-X.
- El registrador de eventos está diseñado para almacenar datos relacionados con el sobrepaso de los valores de impedancia y ángulo críticos establecidos por el usuario.
- La información desplegada en la interfaz de usuario permite hacer análisis en tiempo real de las condiciones de operación del sistema.
- La adquisición de los datos se realiza a través de las librerías obtenidas del software OpenPDC, de distribución gratuita, que se basa en el protocolo IEEE C37-118 para la comunicación de los datos.
- La fidelidad de la información entregada en las gráficas y demás campos de la interfaz dependen de que el sistema no entre en un estado de operación transitorio.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Overbye, T.J.; Weber, J.D. "The smart grid and PMUs: Operational challenges and opportunities," Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 25-29 July 2010.
- [2] A.G. Phadke y J.S. Thorp . *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, New York: Springer Science+Business Media, LLC, 2008.
- [3] M. A. Vargas. "Sistema de monitoreo y control remoto para una central micro-hidráulica." Tesis para optar por el título de ingeniero civil electricista. Universidad de Chile, Chile, 2008.
- [4] Phadke, A.G., Thorp, J.S., and Adamiak, M.G., "A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency", IEEE Transactions on PAS. Vol. 102, No. 5, May 1983, pp 1025–1038.
- [5] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995) , pp.11, 2006.
- [6] CodePlex Open Source Community, "OpenPDC grid protection alliance", Mayo 2012. [Online]. Available: <http://openpdc.codeplex.com/>
- [7] A.G. Phadke y S.H. Horowitz . *Power system relaying*, Inglaterra: John wiley & sons Ltda., 2008.
- [8] Artenstein M., Franco R., Giusto A., Hirsch R., Monzón P., Sena C. "Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia." Internet: <http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/ese/>, [May. 28, 2012].
- [9] J.L. Blackburn, T.J. Domin. *Protective relaying principles and applications*, Boca Raton: Taylor & Francis Group., 2006.
- [10] A. Rodriguez. *Sistemas SCADA. Sistemas de visualización industrial*, Barcelona: Marcombo, 2006.
- [11] N. Toshida, M. Uesugi, Y. Nakata, M. Nomoto, T. Uchida. (1998). "Open Distributed EMS/SCADA System." *Hitachi Review*. [On-line]. 47(5), pp. 208-210. Disponible: http://hitachi.com/rev/1998/revoct98/r4_110.pdf [May. 28, 2012].
- [12] Grid Protection Alliance, OpenPDC Overview Brochure, CodePlex Project Hosting for Open Source Software, 2011.

- [13] P. M. Anderson. *Power system protection*, New York: John Wiley & sons, inc., 1999.
- [14] R. León, J. E. Gómez, J. W. González, G. J. López, M. Osorio, “Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud -- SIRENA”.
- [15] J. Bucciero, M. Terbrueggen. *Interconnected Power System Dynamics Tutorial*, Virginia: KEMA-ECC INC., 1998.
- [16] Fluke Corporation, “Measurement tools at heart of Smart Grid need calibration to ensure reliability”, Fluke Corporation, Tech. Rep. 4/2010 3780120A D-EN-N, 2010.

A real-time analysis tool for evaluating outage risk based on PMU data

¹Julián A. Ramírez, ²Ramón A. León, ²Samuel Sánchez, ¹Rosa E. Correa
¹Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, ²XM Expertos en Mercados.

Abstract— This paper deals with an informatics application which uses the data obtained from Phasor Measurement Units (PMU) in order to carry out data analysis of electrical variables, based on the libraries obtained from OpenPDC free software. These libraries are in charge of characterizing the frames coming from the Net data, which are packed in the source under the IEEE C37-118 Protocol. The use of libraries is possible thanks to the type of license of free code of the OpenPDC. The application is made up of one voltage radar, one simulator of Mho characteristic of the distance relay, which is connected to the transmission line, which is being monitored by the PMU. Besides showing voltage data, it also shows frequency, currents, and active, reactive, and apparent power, in real time. As well, it has one event recorder that can save the most relevant data of the state of the system, when a hazard operation point is reached. It is the user who can set the warning conditions prior to operating the system.

Index Terms— Synchrophasor, PMU, phasor, distance relaying, Mho characteristic relay, voltage radar.

I. INTRODUCTION

THE implementation of PMU in the electric energy systems is becoming popular around the world since it is a technology that allows a better observation of the electrical nets. [1]

Currently, among the most important applications of PMU the following stand out: a) frequency measurement and phasor magnitude; b) state estimate; c) instability prediction; d) adaptive relays, [2] etc. The aforementioned criteria served as the foundation to start the software development, since they are critical to the operation, supervision, and control of an interconnected system, like the Colombian one, in order to make it reliable and secure through the PMU implementation.

This article deals with some general features of PMU and it describes the benefits of the OpenPDC,

which was the foundation for the development of the software. Besides, it shows the theoretical principle of Mho characteristic relay and its implementation into the software is also explained. Likewise, the features and potentialities of the tool directed to the improvement of the monitoring of the variables in an electrical system are presented here. Future developments that allow improving the implementation of such a tool in the control centers of the enterprises in charge of the supervision of energy systems are proposed.

II. PMU AND ITS APPLICATIONS

A Phasor Measurement Unit is a device which measures the variables in an electrical net, such as voltage and current, using a common source of time for their synchronization in order to deliver the data like phasors, which are the base of the analysis of AC systems under quasi-static conditions. Owing to the fact that the PMUs have a common reference of time for every variable, then the measurements taken in several points of the system can be synchronized in real time.

The phasorial data taken by the PMUs are commonly referred as to synchrophasors and thanks to their potential, it is said that PMUs will be one of the most important measurement devices in the energy systems, in the future.

A PMU uses its capacity of synchronization by means of a GPS in order to obtain a time reference for the variables which are being measured by the PMU and in this way, the angle of the phase among them can be determined. The aforementioned can be carried out as a result of the signal of a pulse per second provided by the GPS, which is determined by the change of the second of the UTC (Universal Time Coordinated) hour, and in doing so, a time stamp can be delivered by the PMU, including date, hour, minute, and second, in a timely manner of a microsecond. [2]

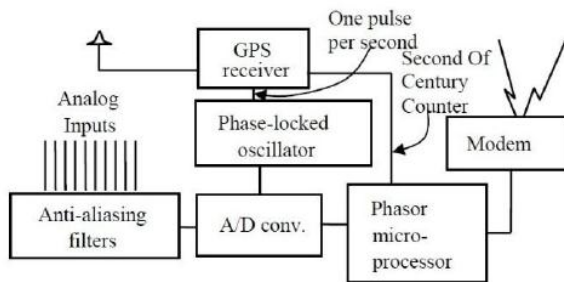


Fig.1. Generic PMU block diagram. [3]

The PMU capacity of phasor measurement can be used in order to implement many applications, which could not be achieved with conventional magnitude measuring methods. For instance, the angle can be used to know the flow direction in an electrical net. There are several applications where the PMUs are the central devices used to the monitoring activity, as such. Some of these include the following: a) frequency measurement and phasor magnitude; b) state estimate; c) instability prediction; d) adaptive relays; e) improved control; f) special schemes of protection; g) contingency analysis; h) transient stability studies; [2], [4] etc. Furthermore, with the arrival of Smart Grids, PMUs are considered an important piece of the measurement and monitoring systems, since they allow a better observation of the electrical nets. [5]

III. THE PHASOR DATA CONCENTRATOR, OPENPDC

The Open Source Phasor Data Concentrator (OpenPDC) allows to store and to observe in a user interface many kinds of data that can be described by a “time stamp” and a “measured value.” The way of doing it allows the data to be temporally discriminated in order to create evolution system registers. The “measured value” is only a figure, one magnitude; meanwhile the “time stamp” contains information about the data generation instant with up to 1 microsecond accuracy.

OpenPDC starts in 2004 when the Tennessee Valley Authority (TVA) developed a Phasor Data Concentrator (PDC) for the Eastern Interconnection Phasor Project (EIPP). Afterwards, the PDC turned out to be a free code project by the TVA and it was called OpenPDC. TVA was pioneer in the use and the application of Phasor Measurement Units when TVA installed the first PMU back in 1993. [6]

Since then, the development of the PMU technology was growing up and thanks to today’s powerful computers and their big storage memory,

the implementation in many utilities was well welcome by helping them to improve the supervision and the observation in their systems.

The data obtained can be sketched in the user interface that OpenPDC has, which is provided to users for free, and it is useful to view the behavior of the system at a given moment.

The OpenPDC uses standard protocols in order to receive data from PMUs. The supported protocols are: a) IEEE C37-118; b) IEEE 1344; c) PDCstream BPA; d) FNET; e) Fast SEL message, and f) Macrodyne. [6]

The aforementioned protocols pack the data in different ways; in particular, the IEEE C37-118 sorts it out by sections. Those sections have information about the device identification, the captured data and the time stamp. [9]

The libraries used in the software development were extracted from OpenPDC’s files. It is possible thanks to the free code license of the program. The libraries are: a) TimeSeriesFramework.dll; b) TVA.Communication.dll; c) TVA.Core.dll; d) TVA.PhasorProtocols.dll. These libraries are fundamental to the correct operation of the application and they contribute to the development of new tools like the one showed, in this paper. At the same time, the use of those files allow to obtain the data packaged in the IEEE C37-118 Protocol format and to get the voltage, current, frequency, time stamp and even more from that arrangement. Furthermore, the versatility of the C# programming language makes the development of this kind of tools easier. Those data are used as the raw material, in the analysis processes carried out in the software code.

IV. GENERAL FEATURES ABOUT DISTANCE PROTECTION

The distance protection operation is based on the measurement of the apparent impedance, which is viewed from the point where the measuring device is. The impedance is computed by the ratio between voltage and current, measured at that point. [8] The result is generally different from that of the proper line impedance and it accounts for the power flows in the transmission line, at every moment.

In order to graphic the apparent impedance of a line, it is common to use an R-X plane, where R stands for the real part and X refers to the imaginary part, as it is shown in the equation (1).

$$\bar{Z} = R + jX \quad (1)$$

Where Z can be calculated according to equation (2), bearing in mind that the voltage and the current are measured at the node where the relay is located.

$$\bar{Z} = \frac{\bar{V}}{\bar{I}} \quad (2)$$

The graphic characteristic in the R-X plane which defines the protection zones of the distance relay can be arbitrary, but two of them are the more common, the Mho characteristic, Fig. 1 and the quadrilateral characteristic, Fig. 2. [8]

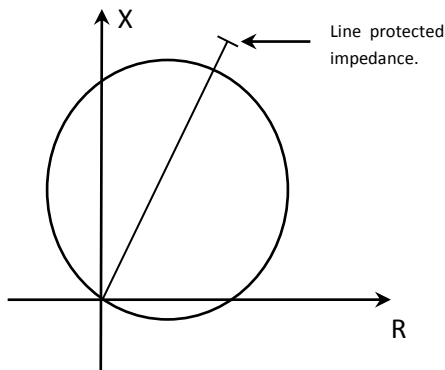


Fig. 1. Mho characteristic representing the boundary of the distance relay operation.

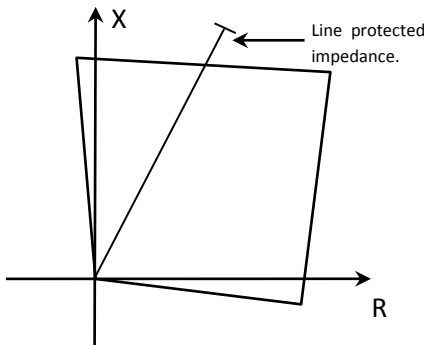


Fig. 2. Quadrilateral characteristic representing the boundary of the distance relay operation.

The implemented characteristic in this paper is the Mho type since this one is the predominant one in the local protection system.

V. DEVELOPMENT OF THE INFORMATICS TOOL

Taking into account that the foundation of the development is the set of libraries obtained from the

OpenPDC software, the informatics tool is described as follow:

The initial stage was the recognition and the detection of the potentialities of the OpenCD libraries, the type of data that could be manipulated with them, and the interactional level which can be achieved with the data. Initially, elementary applications were implemented in the Microsoft's "Visual C# 2010 Express" development environment, in order to observe delays in the data delivery and its reliability comparing these with those obtained with other existing applications, which were already implemented in the monitoring system of the Colombian electrical net, such as the Phasor Point. These tests also allowed the identification of the necessary and sufficient libraries so that the program could access the phasorial and frequency data, which are essential to the calculations to be carried out by program. At the end of this stage, the application was ready to show voltage, frequency, current, and power data. Such a piece of information can be viewed in the text box, as it is shown in Fig. 3.

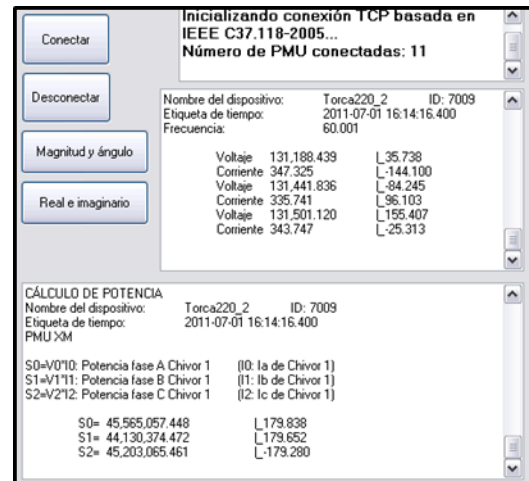


Fig. 3. Information delivered by the PMUs showed in text mode.

In the carrying out process of the code, the next step was to build a voltage radar, Fig. 4, which allowed to observe the variation in terms of magnitudes and angles, in a detailed graphic manner, so that the radar can provide the observer with sufficient information about the state of the phasors.

The radar provides the user with the possibility of selecting the reference node, as well as of showing the maximum and minimum boundaries allowed for

115 KV voltage levels, which for the Colombian case is $\pm 10\%$ of the rated value.

The radar has basic levels of interactivity with the user through the use of the mouse buttons.

Like the added value for this work and the pioneer implementation starting from the phasor measurement technologies, a graphic component fully interactive was built, Fig. 5, which emulates the Mho characteristic of the distance relay located in the transmission line that is being monitored by the PMU. The impedance values of the protection zones of the simulator are real; these were taken from the data bases of the enterprise responsible for the management of the protection system in Colombia.

The graphic elements of the simulator are sketched like an R-X plane, where the proper impedance of the line, the apparent impedance owing to the power flow and the typical protection zones of the Mho characteristic relay are presented. Furthermore, there is a circumference that represents the critical limit of impedance that could not be exceeded, and which will send a warning to the operator in case that the apparent impedance will be less than the magnitude of the ratio of the circumference so that the system can take preventive actions prior to the activation of any relay. The value of that critical impedance is set by the user.

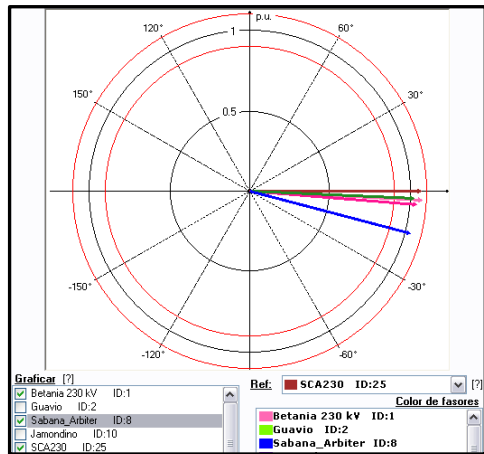


Fig. 4. Voltages radar.

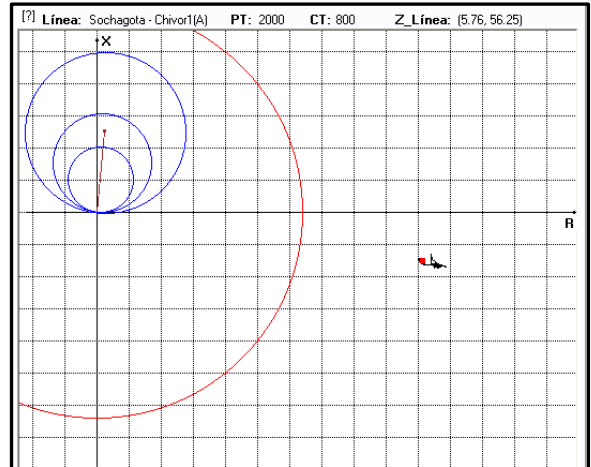


Fig. 5. Distance relay simulator.

The apparent impedance is sketched in the simulator, which is updated every second, generating a register of its path as the operating conditions change.

This is a dynamic simulator that delivers information about the real condition in the system without being necessary to carry out any charge flow, in the specialized software.

In addition to the above tools, the application has an event recorder, Fig. 6, which saves all the information about the warnings owing to the angle or apparent impedance overshoot. Whenever an event occurs, the software shows a warning, which are adjusted by the user according to operating criteria. Every time events of this type take place, the program sends an alert signal, Fig. 7, which informs the user about the contingency. This event recording system allows the user to store data in a plane file in order for it to be accessed from any specialized program in order to carry out the data analysis or any other activity that has to do with the post-operational analysis of the system.



Fig. 6. Event recorder.



Fig. 7. Warning box.

VI. PROPOSAL OF A WARNING SYSTEM

As a theoretical proposal of development for the following phase of this project, a new concept related to the value of critical impedance that produces the preventive warnings is created, so that the system goes into action before the relay is activated; such a concept gets the name of “Representative Zones” and it obeys to the fact that the quadrant where the apparent impedance is located depends on the direction of the power flows through the transmission line and this behavior directly affects the one of the apparent impedance. In this sense, its path will be more or less critical depending on the quadrant where it is located, since its approach does not affect the relay behavior in the same manner as it is seen in Fig. 5 its behavior does not affect the relay behavior in the same manner, only if it approaches quadrants III or IV or from quadrants I or II. It could be thought then that there are particular strips of critical impedance for every single quadrant Fig. 8 and all these strips are superimposed Fig. 9 it could be obtained one which better represents the alarm sector than just a single circumference as it is shown in Fig. 5.

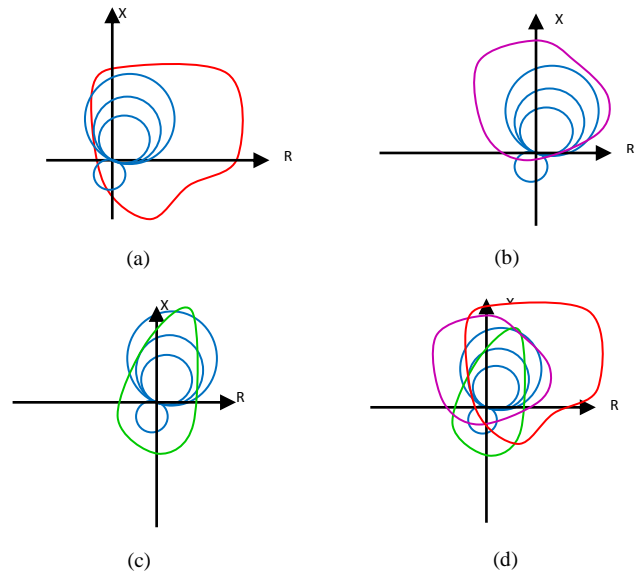


Fig. 8. Representative zone of each quadrant. (a) Representative zone of the I quadrant. (b) Representative zone of the II quadrant. (c) Representative zone of the III y IV quadrants. (d) Superposition of the representative zones of all quadrants.

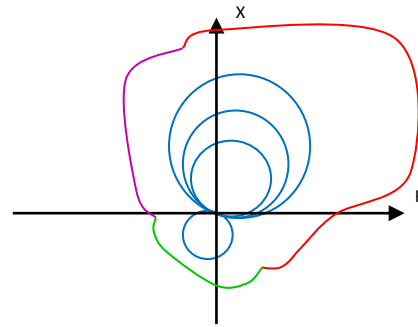


Fig. 9. Total warning zone.

Fringes that determine the warning zones in Fig. 8, could be constructed in function of the experience of the system operation, although, it also can be built based on theoretical models more specific, this models could be developed by the interested enterprises in the implementation of systems like the one showed in this paper.

In brief, it could be mentioned that the program offers a great many of potential applications such as the following:

- A. State estimation.
- B. Control and supervision in real time.
- C. Variability analysis.

- D. *Operation statistics.*
- E. *Historical records of the operation.*
- F. *Postoperative analysis.*
- G. *Events recording.*
- H. *Smart Grids implementations.*
- I. *Preventive warnings.*
- J. *Foundation of the new technologies in PMU.*

VII. ACKNOWLEDGEMENTS

The software was developed - in the frame of the SIRENA (National Back-up System in view of events of great magnitude, from Spanish: Sistema de Respaldo Nacional ante eventos de gran magnitud) project [7] boosted by the company XM S.A. E.S.P through it's I+D group. This is due to the necessity of adapting technologies in which PMU can intervene as the main monitoring units in the interconnected system of the country, in order to increase its reliability and make it adaptive in terms of the advances in the - world electric sector, besides providing it with security at events that can undermine the stability of the national interconnected system.

VIII. CONCLUSIONS

- In this paper, it was developed an informatics application to monitor the main electrical variables in some nodes of the transmission system in real time. It is possible thanks to the delivered information by the synchrophasors from PMUs located in the net.
- The design was thought with three main fields, voltage radar, a distance relay simulator and an event recorder.
- The voltage radar allows viewing the angle differences among every single voltage -
- The distance relay simulator shows graphically the parameters of the Mho characteristic relay and the apparent impedance of the selected line, these features are delivered in an R-X plane.
- The event recorder is designed in order to store data related with the warning situations when the limits imposed by the user are exceeded.
- The information shown by the application allows analyzing the operating conditions in real time.
- The data acquisition is carried out with the free libraries obtained from the OpenPDC, for free software, which is based on - IEEE C37-118 format.
- If the system is in a transient state, then the reliability of the data is not acceptable.

REFERENCES

- [1] Overbye, T.J.; Weber, J.D. "The smart grid and PMUs: Operational challenges and opportunities," Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 25-29 July 2010.
- [2] Phadke, A.G., "Synchronized phasor measurements in power systems," Computer Applications in Power, IEEE, vol.6, no.2, pp.10-15, April 1993.
- [3] Ding, Feng; Booth, C. D., "Applications of PMUs in Power Distribution Networks with Distributed Generation," Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International, pp.1-5, 5-8 Sept. 2011.
- [4] Carty, D.; Atanacio, M., "PMUs and their potential impact on real-time control center operations," Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, pp.1-3, 25-29 July 2010.
- [5] Fluke Corporation, "Measurement tools at heart of Smart Grid need calibration to ensure reliability", Fluke Corporation, Tech. Rep. 4/2010 3780120A D-EN-N, 2010.
- [6] CodePlex Open Source Community, "OpenPDC grid protection alliance", April 2012. [Online]. Available: <http://openpdc.codeplex.com/>
- [7] R. León, J. E. Gómez, J. W. González, G. J. López, M. Osorio, "Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud -- SIRENA".
- [8] J. L. Blackburn, T. J. Domin. Protective relaying principles and applications. 3rd ed. Taylor & Francis Group. 2007.
- [9] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995), pp.11, 2006

ANEXO B

Manual de usuario de la interfaz de análisis de datos fasoriales

Todos los derechos reservados para XM S.A. ESP

Planeación de la Operación

Enero 2011 – Julio 2011

Julián Alexis Ramírez Ceballos

Estudiante: Ingeniería Eléctrica

Noveno semestre

Universidad Nacional de Colombia

Sede Medellín

Coordinador: Ramón Alberto León Candela

Gerencia Centro Nacional de Despacho

Dirección Planeación de la Operación

Julio de 2011



1.	INTRODUCCIÓN	69
2.	ANTECEDENTES	70
3.	DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ DE USUARIO (UI)	71
4.	CAMPOS DE LA INTERFAZ DE USUARIO	73
4.1.	BOTONES	73
4.1.1.	Conectar:	73
4.1.2.	Desconectar:	73
4.1.3.	Magnitud y ángulo:	73
4.1.4.	Real e imaginario:	73
4.1.5.	Simular relé:	73
4.1.6.	Borrar:	73
4.1.7.	Exportar:	73
4.2.	CUADROS DE INFORMACIÓN	74
4.2.1.	Información de conexión y excepciones:	74
4.2.2.	Voltaje, corriente y potencia:	74
4.2.3.	Advertencias y alertas:	75
4.3.	MENÚS DESPLEGABLES	76
4.4.	CUADROS NUMÉRICOS	77
4.4.1.	ZCrítica (%):	77
4.4.2.	AngCrítico (°):	78
4.4.3.	Delay (s):	78
4.4.4.	N° trazos de Z:	78
4.5.	PESTAÑAS	78
4.5.1.	Simulador relé de distancia:	78
4.5.1.1.	Doble clic (botón primario del Mouse),	79
4.5.1.2.	Movimiento de la rueda del Mouse,	79
4.5.1.3.	Clic de la rueda del Mouse,	79

4.5.1.4.	Clic (botón secundario del Mouse),	79
4.5.2.	Radar de voltajes:	79
4.5.2.1.	Clic (botón primario del Mouse),	79
4.5.2.2.	Clic (botón secundario del Mouse),	79
4.6.	SOE (Sequency Of Events)	80
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los sistemas de monitoreo, análisis y control a partir de nuevas tecnologías juega un papel determinante en el futuro de la operación de los componentes de los sistemas de potencia, tanto localmente, por ejemplo en elementos de subestaciones para estar al tanto de las variables de los componentes y la verificación del cumplimiento de sus límites de operación, como en la totalidad del sistema en aplicaciones de estabilidad, operación y control, monitoreo, entre otras.

La visión actual es que las unidades de medición fasorial (PMU) son el futuro de la monitorización de las variables de los sistemas eléctricos ya que no se limitan a la magnitud de éstas sino que a partir de una sincronización temporal con tecnología GPS se pueden obtener los voltajes y corrientes en representación fasorial lo que permite caracterizar completamente el sistema a partir de las leyes básicas de la teoría de la ingeniería eléctrica y así mejorar la actuación de los sistemas de control que afectan directamente la operación de un sistema interconectado incrementando la eficiencia y reduciendo el tiempo de indisponibilidad del servicio eléctrico.

La implementación de las PMU en un sistema eléctrico debe estar sustentado por herramientas de software que sean eficientes en la recepción de los datos fasoriales y que realicen tareas acordes con las necesidades y condiciones de operación del sistema, sea local o globalmente, de manera que la interpretación del estado del sistema, por parte de la herramienta, entregue información suficiente y precisa a los operadores y que en el momento de realizar una acción sobre cualquier elemento corresponda a la realidad de los eventos en cuanto al comportamiento de las variables y la localización de los mismos.

Obedeciendo a lo anterior, se hace necesario el desarrollo de herramientas de software que permitan la interacción de las variables del sistema traídas a través de protocolos de comunicación estandarizados hacia una interfaz de usuario con aplicativos que permitan su visualización y análisis de manera fácil y rápida donde se combinen elementos gráficos y de control que puedan prestar un servicio eficiente y preciso en el momento de interactuar con el personal encargado de la operación del sistema con el fin de determinar correctamente las causas de eventos y agilizar la respuesta del equipo para el restablecimiento del servicio eléctrico en caso de ser suspendido.

2. ANTECEDENTES

Las herramientas de software que se desarrollan actualmente y las que ya están en operación usan las variables obtenidas de los campos donde se ubican las PMU para desplegar gráficas en función del tiempo, realizar análisis de oscilaciones y del comportamiento de la frecuencia, entre otras características con la limitante de que sus códigos son inaccesibles y el software tiene un alto costo, contrario a esto, existen herramientas gratuitas cuyo nivel de análisis de las variables es limitado o nulo y que no prestan mayor utilidad al ser usados directamente como los presenta el proveedor pero con la ventaja de que el código puede ser accedido y modificado para obtener un mayor provecho de su potencial dependiendo de las necesidades del programador.

3. DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ DE USUARIO (UI)

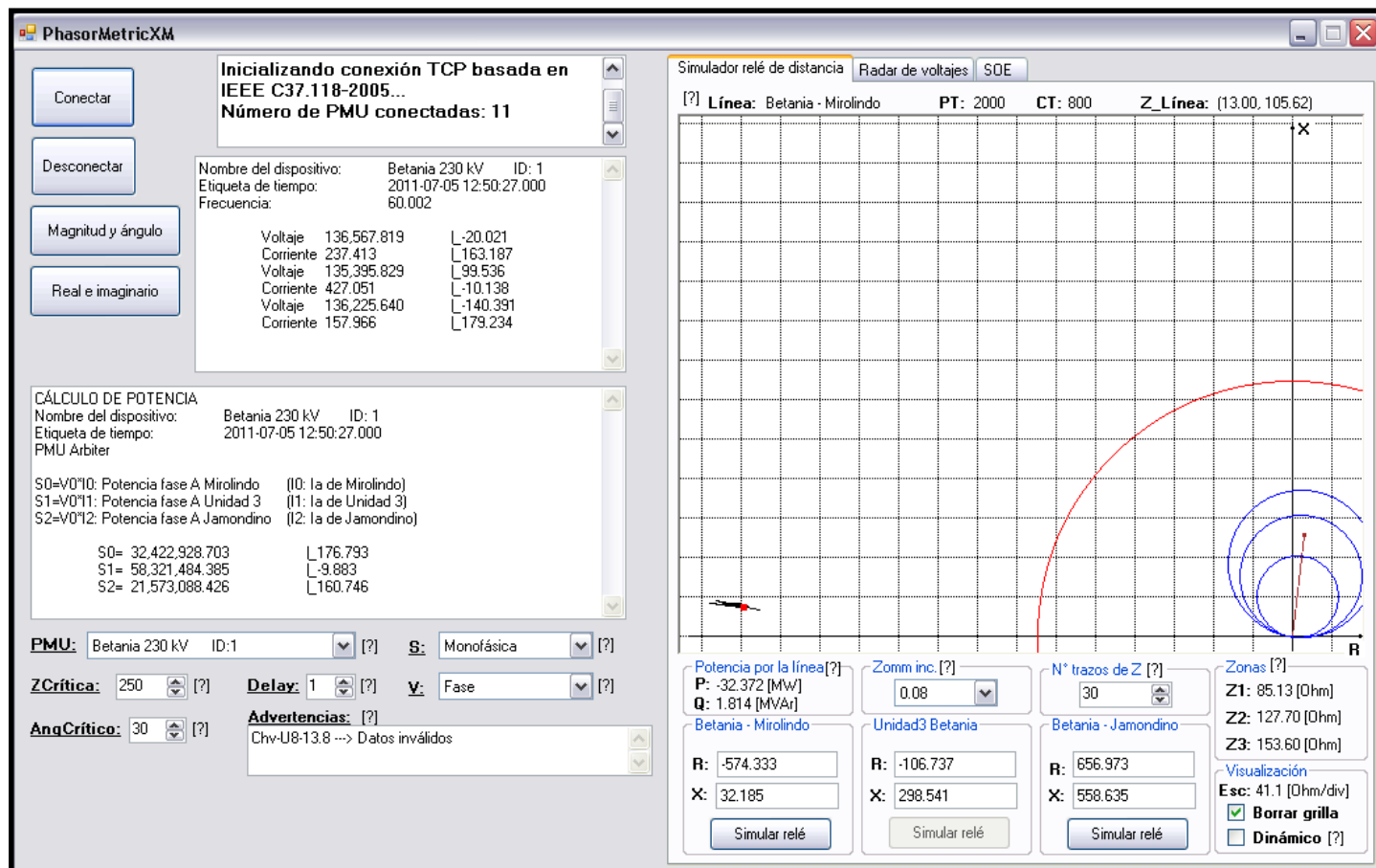


Figura 1. Interfaz de usuario (UI).

La UI es una ventana que se ejecuta en Windows y recibe los datos a través de una conexión TCP los cuales son empaquetados siguiendo el protocolo IEEE C37-118_2005.

Para poder ejecutar la aplicación es necesario haber instalado previamente el software “.Netframework4” de Microsoft, es de instalación gratuita.

La aplicación realiza tareas como:

- 3.1. Recepción de datos fasoriales provenientes del concentrador de datos (PDC) que a su vez son obtenidos de las PMU conectadas en algunos campos del SIN.
- 3.2. Cálculos a partir de los datos recibidos tales como potencia e impedancia.
- 3.3. Información gráfica del comportamiento de las variables recibidas y calculadas.

- 3.4. Despliegues de información de ayuda que ilustra al usuario acerca de la funcionalidad de cada uno de los campos de la interfaz.
- 3.5. Información de errores en la obtención de los datos además de identificación de cuales PMU están enviando datos con magnitud cero.
- 3.6. Alarmas que informan cuando la impedancia aparente de cualquiera de las líneas que se están monitoreando sobrepasa el valor de impedancia crítica seleccionado o si en algún momento la separación angular entre cualquiera de los fasores de voltaje y el voltaje referencia en el radar es mayor que cierto ángulo definido por el usuario.
- 3.7. Sistema SOE (Sequency Of Events) que registra la ocurrencia de eventos y da la información más relevante de los mismos.
- 3.8. Posibilidad de exportar el registro del SOE a un archivo *.txt con estructura que permite la importación a Excel.

4. CAMPOS DE LA INTERFAZ DE USUARIO

4.1. BOTONES

- 4.1.1. **Conectar:** al ser presionado y liberado inicializará el proceso de conexión de la UI con el PDC a través de la red interna de ISA.
- 4.1.2. **Desconectar:** al ser presionado y liberado el programa se desconecta del concentrador de datos y detiene la recepción de datos.
- 4.1.3. **Magnitud y ángulo:** al ser presionado y liberado se representan en forma polar los valores de la última trama de datos desplegados en los cuadros de información. Si la información que se muestra tiene esta representación se indicará al usuario a través de uno de los cuadros de texto que esa representación se encuentra activa.
- 4.1.4. **Real e imaginario:** al ser presionado y liberado se representan en forma rectangular los valores de la última trama de datos desplegados en los cuadros de información. Si la información que se muestra tiene esta representación se indicará al usuario a través de uno de los cuadros de texto que esa representación se encuentra activa.
- 4.1.5. **Simular relé:** al ser presionado y liberado se muestra en el cuadro de imagen de la pestaña “Simulador relé de distancia” la característica M_{ho} de un relé de distancia genérico cuyos parámetros de línea y de las zonas de protección fueron obtenidos de las bases de datos existentes en el CND e inmediatamente se empieza a graficar la impedancia aparente de la línea vista por el conjunto de transformadores de instrumentación (PT y CT) conectados a ella y desde los cuales las PMU toman la información para enviarla al PDC. El cuadrante es seleccionado automáticamente.
- 4.1.6. **Borrar:** al ser presionado y liberado se borrará la lista actual de eventos registrados en la pestaña SOE.
- 4.1.7. **Exportar:** al ser presionado y liberado permite guardar el registro actual de la secuencia de eventos de la pestaña SOE en un archivo *.txt en cualquier lugar del PC.

4.2. CUADROS DE INFORMACIÓN

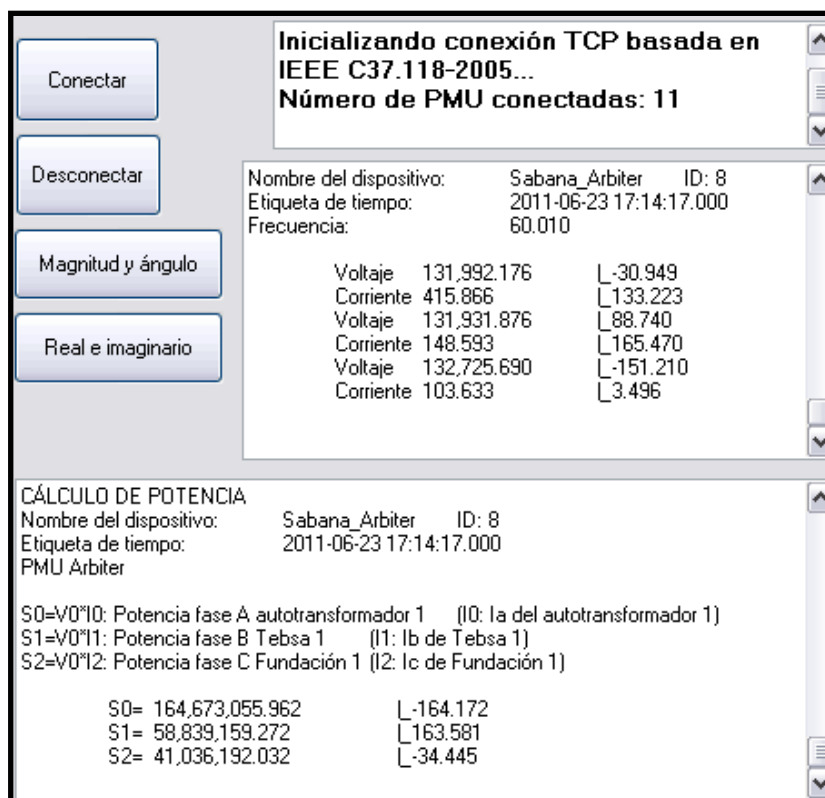


Figura 2. Cuadros de información.

- 4.2.1. **Información de conexión y excepciones:** Este cuadro tiene como finalidad presentar información acerca del estado de la conexión, el protocolo a través del cual se realizó y el número de PMU que están enviando datos al PDC, informar si la conexión no se pudo realizar, figura 3, además de describir el tipo de excepción que se presenta cuando hay algún error que hace que el flujo normal del programa se trunque.
- 4.2.2. **Voltaje, corriente y potencia:** en la figura 4 se muestran los cuadros donde se despliega la información que llega directamente del concentrador de datos, el voltaje y la corriente, y los datos que se calculan a partir de éstos, la potencia. Además de mostrar estas variables, también se presenta información del dispositivo que se está leyendo, la etiqueta de tiempo del momento en la cual llegó la información, el valor de la frecuencia en ese instante, datos que indican la línea a la cual se le calcula la potencia y el nombre del fabricante de la PMU.

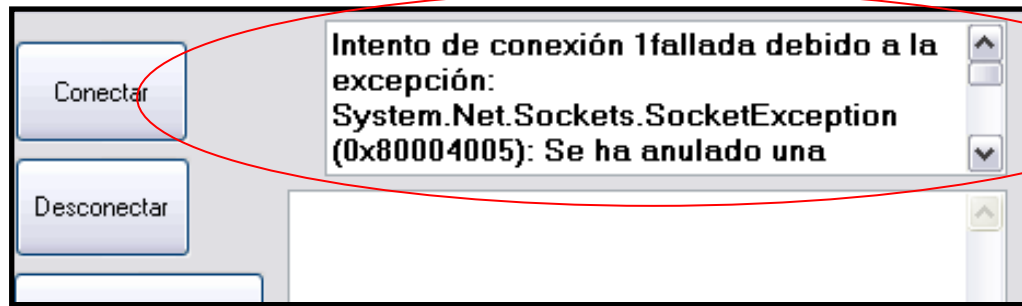


Figura 3. Descripción de la excepción producida por un intento de conexión fallido.

4.2.3. **Advertencias y alertas:** en el cuadro de advertencias se indica al usuario cuales PMU tienen problemas en la recepción de los datos o si éstos tienen magnitud igual a cero. En el cuadro de alertas se muestran los campos que exceden los valores críticos de impedancia o ángulo. Las advertencias no se registran en el SOE.

Nombre del dispositivo:	Sochagota	ID:	7007
Etiqueta de tiempo:	2011-06-28 15:25:31.100		
Frecuencia:	60.036		
Voltaje	129,557.033		└-149.418
Corriente	500.553		└-149.778
Voltaje	129,712.442		└90.326
Corriente	489.281		└89.016
Voltaje	129,350.100		└-29.495
Corriente	482.792		└-32.930

CÁLCULO DE POTENCIA			
Nombre del dispositivo:	Sochagota	ID:	7007
Etiqueta de tiempo:	2011-06-28 15:25:31.100		
PMU	XM		
S0=V0*I0:	Potencia fase A Chivor 1	(I0: Ia de Chivor 1)	
S1=V1*I1:	Potencia fase B Chivor 1	(I1: Ib de Chivor 1)	
S2=V2*I2:	Potencia fase C Chivor 1	(I2: Ic de Chivor 1)	
S0=	64,850,208.698		└0.360
S1=	63,465,861.343		└1.309
S2=	62,449,143.359		└3.435

Figura 4. Despliegue de los datos de voltaje, corriente y potencia.

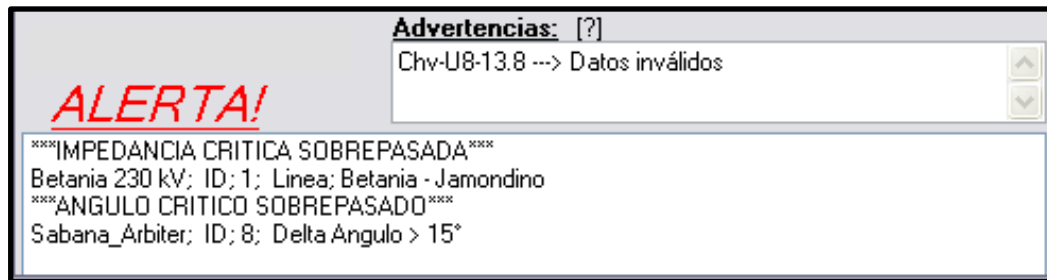


Figura 5. Cuadros informando alarmas y advertencias.

4.3. MENÚS DESPLEGABLES

Estos menús contienen los nombres de las PMU activas y que están funcionando correctamente, figura 6 y 7, además de modificar la forma de presentación de los datos, figura 8, y también el valor del paso del zoom del simulador del relé de distancia, figura 9, para que al activarse a través de la rueda del mouse sea más rápido o más lento el incremento del tamaño de la imagen en el simulador del relé.

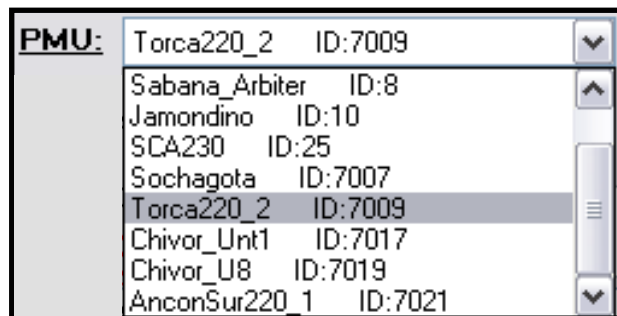


Figura 6. Menú de selección de la PMU de la cual se van a mostrar los datos en los cuadros de información.

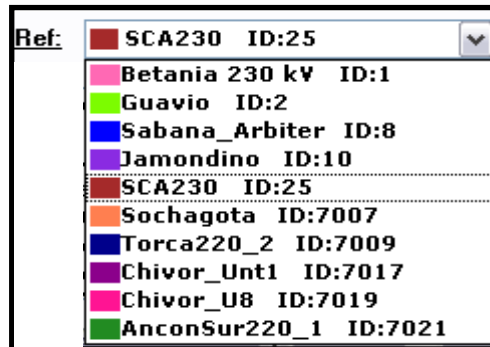


Figura 7. Menú de selección de la PMU que será la referencia en el radar de voltajes.

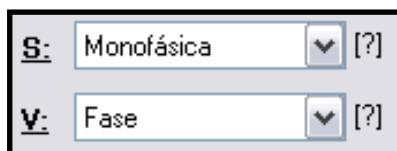


Figura 8. Menús para modificar la presentación de los datos en los cuadros de información.

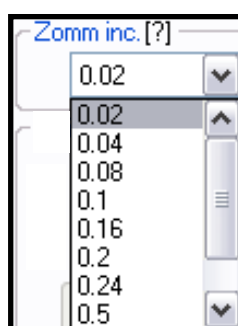


Figura 9. Menú para modificar el paso del zoom del simulador del relé.

4.4. CUADROS NUMÉRICOS

Los cuadros numéricos son campos en los que se puede seleccionar un número entero que será usado dentro del código del programa para realizar alguna operación. En la UI se tienen cuatro cuadros numéricos:

- 4.4.1. **ZCrítica (%)**: sirve para seleccionar el porcentaje de la magnitud de la impedancia de línea de cada campo medido que será el límite que la impedancia aparente no podrá sobrepasar. Si la impedancia aparente es menor que la impedancia crítica aparecerá una alarma en el cuadro de alarmas donde se indicará el suceso y se almacenarán los datos más importantes en el SOE. El valor de la impedancia crítica está representado en el simulador del relé de distancia por la circunferencia roja que modifica su radio al modificar el cuadro numérico “ZCrítica”. El menor valor que puede tomar este cuadro numérico es 120% y el máximo es 10000%. El valor al cual esté ajustado este cuadro aplica para todas las líneas de las cuales están llegando datos. Sin importar si se está simulando el relé de una línea a la cual se le sobrepasó el valor de impedancia crítica aparecerá la alarma correspondiente en el cuadro de alarmas y se almacenará el evento en el SOE.

- 4.4.2. **AngCrítico ($^{\circ}$):** contiene el valor en grados que será el límite que ningún fasor podrá sobrepasar en el radar de voltajes. Ángulo medido respecto de la referencia actual. Si algún fasor sobrepasa el valor del ángulo crítico, incluso si no está siendo graficado, mostrará la alarma correspondiente en el cuadro de alarmas y guardará el registro en el SOE.
- 4.4.3. **Delay (s):** es el tiempo, en segundos, que hay de diferencia entre la última trama de datos desplegada en los cuadros de información y la siguiente. A pesar de que se modifica el tiempo de trazado del simulador del relé, la alarma se presentará en el momento en que suceda un evento sin esperar la siguiente trama de datos, lo mismo aplica para las alarmas por ángulo crítico.
- 4.4.4. **N^o trazos de Z:** es el número de excursiones del punto que representa la impedancia aparente en el simulador del relé que se mantienen como registro de su evolución. Trazados con líneas negras. En la figura 10 se ven estos trazos los cuales rodean al cuadro rojo que indica la impedancia aparente o de operación de la línea.

4.5. PESTAÑAS

Las pestañas que contiene la UI entregan información gráfica del comportamiento de las variables que se están leyendo a través de las PMU además de contener un registro de los eventos de impedancia o ángulo que se puedan presentar durante la operación.

- 4.5.1. **Simulador relé de distancia:** en el cuadro de imagen de esta pestaña se presenta gráficamente la impedancia de operación de la línea seleccionada por el usuario y la característica de un relé tipo Mho genérico, donde cada uno de los parámetros están ajustados a partir de la información de las bases de datos que posee el CND (parámetros de línea, zonas del relé, PT y CT) y que son informadas al usuario como se muestra en la figura 10. Además de la información del relé y de las coordenadas (R,X) del punto de operación de la línea, se tienen varios campos que pueden modificar la visualización del simulador, como la grilla, que será útil para observar los rangos de variabilidad de la impedancia aparente a partir del conocimiento de los Ohm por división informados en la etiqueta “Esc”. El estado activado del checkBox etiquetado con la palabra “Dinámico” hace que el simulador del relé ajuste automáticamente el zoom del cuadro de imagen donde se grafica el comportamiento de la impedancia aparente de modo que si ésta crece por fuera de los límites del cuadro siempre se pueda tener una visión completa del simulador y el comportamiento de la impedancia de operación de la línea. También se agrupan los datos de potencia activa y reactiva que fluyen por la línea actualmente simulada, el paso del zoom y los campos que está leyendo la PMU actual que pueden ser líneas o unidades, estas últimas no poseen

relés de distancia asociados. El simulador recibe comandos del Mouse para poder interactuar con el gráfico, siempre que el checkBox “Dinámico” se encuentre desactivado. Los comandos pueden ser:

- 4.5.1.1. **Doble clic (botón primario del Mouse)**, ajusta el zoom y el cuadrante en el plano del simulador para ver el punto de operación y las zonas del relé en una misma vista, su uso general es necesario cuando se pierde la ubicación de alguno de éstos elementos por traslaciones del gráfico que el usuario pueda llevar a cabo.
 - 4.5.1.2. **Movimiento de la rueda del Mouse**, modifica el zoom según el usuario lo requiera. El paso del salto de cada evento de la rueda del Mouse depende del valor seleccionado en el menú desplegable “Zoom inc.” donde el menor salto está asociado al menor valor posible dentro del menú.
 - 4.5.1.3. **Clic de la rueda del Mouse**, si se arrastra el Mouse mientras se da clic con la rueda del mismo dentro de la imagen del simulador, se moverá todo el gráfico obedeciendo a la dirección deseada del usuario.
 - 4.5.1.4. **Clic (botón secundario del Mouse)**, este evento hace que el radio de la circunferencia que representa la impedancia crítica se divida a la mitad, siempre que esa división no produzca un número menor a 120, que es el valor mínimo que puede tomar el menú desplegable “ZCrítica”.
- 4.5.2. **Radar de voltajes:** en el cuadro de imagen de esta pestaña se grafica el fasor de voltaje conectado a la entrada “a” de cada una de las PMU, se presentan listas con los nombres de los campos que se pueden graficar e información de los colores asociados a cada campo además de un menú desplegable, “Ref”, a partir del cual se puede elegir el fasor de voltaje que será la referencia para los demás fasores, figura 11. Los comandos del Mouse que puede recibir el gráfico del radar son:
- 4.5.2.1. **Clic (botón primario del Mouse)**, produce un cuadro de dialogo que marca el punto donde se da clic con información acerca del valor del voltaje en ese punto dado en coordenadas polares y cartesianas, además de indicar la referencia respecto a la cual se está midiendo la posición de los demás fasores, figura 12.
 - 4.5.2.2. **Clic (botón secundario del Mouse)**, produce que el radar quede estático o en pausa para facilitar el acceso a los datos de los fasores de voltaje por medio de un clic con el botón primario del Mouse ya que en operación normal los fasores están en movimiento angular y de magnitud. Al dar clic secundario se activa un anuncio de pausa en la esquina superior izquierda del radar, figura 12.

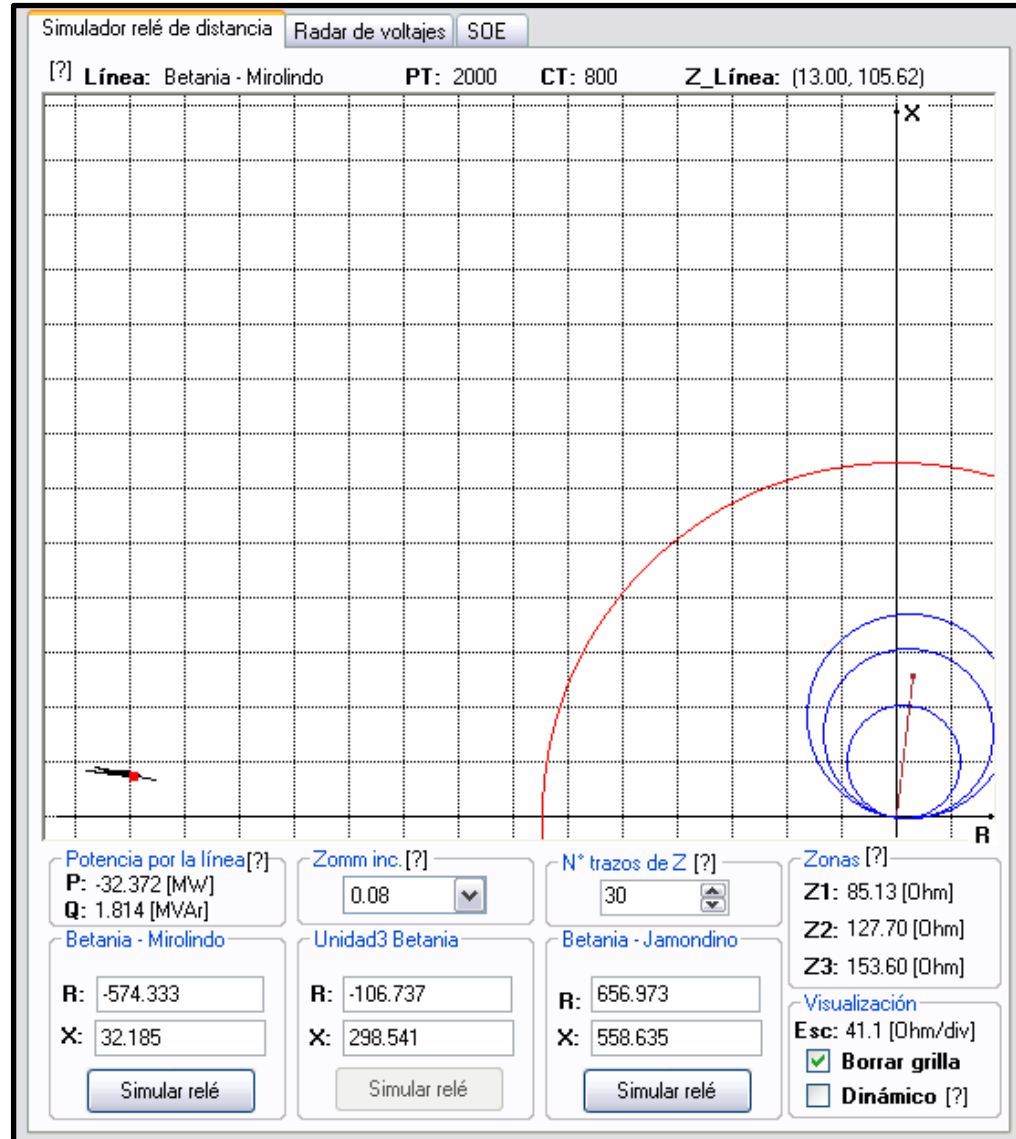


Figura 10. Pestaña del simulador del relé de distancia.

4.6. SOE (Sequency Of Events)

Almacena todos los eventos que se han producido desde la última conexión, estos datos son escritos de manera que sea posible la importación desde Excel para realizar análisis posoperativos y como historial de la operación, la separación se realiza por el carácter “;”. En esta pestaña sólo se almacenan eventos de ángulo y de impedancia, figura 13. Los eventos se almacenan justo en el instante en que la variable crítica es superada y tiene la siguiente estructura para eventos de impedancia:

4.6.1. *IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-633.8; ZImag;18.9; Zcritica; 638.5 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:12:22.300*

Para eventos de ángulo la estructura es como sigue:

4.6.2. *ANGULO; Sabana_Arbiter; ID; 8; Delta Angulo=; 17.304;°; Ref; SCA230 ID:25; AngCritico; 16°; Tiempo; 2011-07-05 20:14:17.300*

En la figura 13 se puede observar la presentación de un grupo de eventos en el cuadro de texto del SOE.

La interacción con el registro de texto del SOE se realiza a través de los botones “Borrar”, que sirve para borrar el registro de eventos actual preguntando si se desea guardar, y “Exportar”, que abre la ventana que permite seleccionar el directorio donde se desee guardar la secuencia de eventos como *.txt.

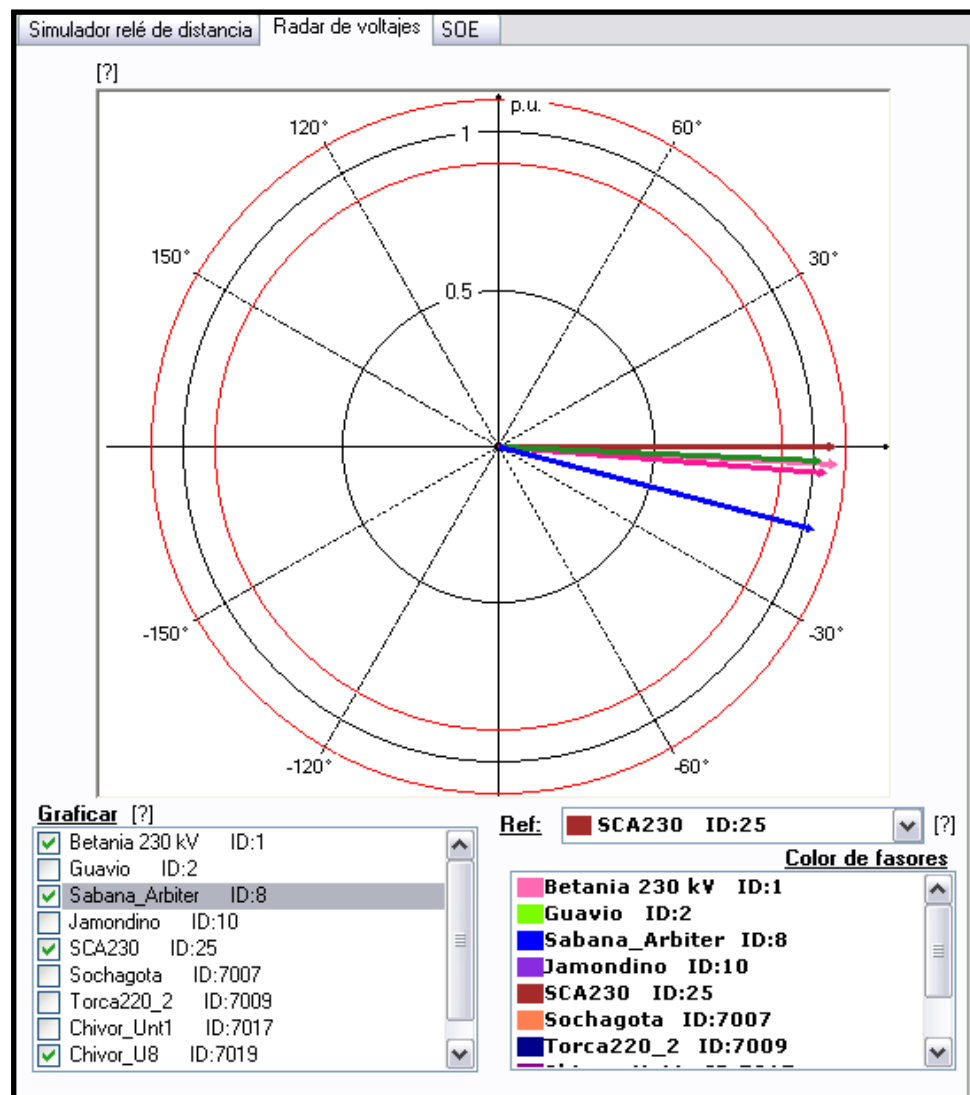


Figura 11. Pestaña del radar de voltajes.

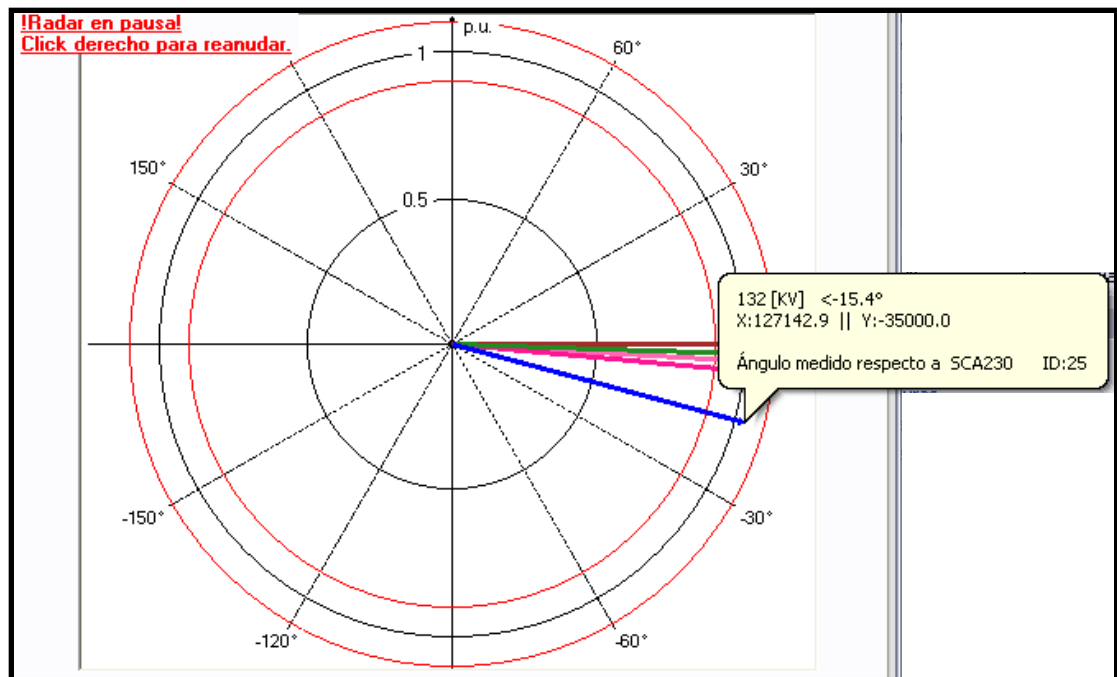


Figura 12. Interacción del usuario con el radar de voltajes.

Simulador relé de distancia | Radar de voltajes | SOE

[?]

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-633.8; ZImag;18.9; Zcritica; 638.5 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:12:22.300

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-634.9; ZImag;19.2; Zcritica; 638.5 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:12:43.300

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-636.6; ZImag;19.2; Zcritica; 638.5 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:12:51.300

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-652.3; ZImag;20.9; Zcritica; 670.4 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:14:13.300

ANGULO; Sabana_Arbiter; ID; 8; Delta Angulo=; 17.304;°; Ref; SCA230 ID;25; AngCritico; 16°; Tiempo; 2011-07-05 20:14:17.300

ANGULO; Sabana_Arbiter; ID; 8; Delta Angulo=; 17.144;°; Ref; SCA230 ID;25; AngCritico; 15°; Tiempo; 2011-07-05 20:14:20.300

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-663.6; ZImag;22.5; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:14:28.300

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-613.7; ZImag;17.4; Zcritica; 617.2 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:37:49.500

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-604.4; ZImag;14.2; Zcritica; 617.2 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:42:09.100

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-609.5; ZImag;13.2; Zcritica; 617.2 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:42:13.200

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-673.9; ZImag;19.4; Zcritica; 675.7 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:43:55.200

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-673.3; ZImag;19.6; Zcritica; 675.7 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:43:59.200

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-670.4; ZImag;18.8; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:08.200

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-678.4; ZImag;19.1; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:19.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-679.9; ZImag;19.7; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:21.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-670.4; ZImag;18.8; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:24.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-667.0; ZImag;20.0; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:26.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-669.6; ZImag;18.8; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:30.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-674.9; ZImag;18.8; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:32.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-677.6; ZImag;19.9; Zcritica; 681.0 [Ohm]; Tiempo; 2011-07-05 20:44:34.400

IMPEDANCIA; Betania 230 kV; ID; 1; Linea; Betania - Mirolindo; ZReal;-666.6; ZImag;20.9; Zcritica;

**El registro horario adelanta 5 horas a la hora oficial colombiana.
Hora UTC (Universal Time Coordinated).**

Borrar Exportar

Figura 13. Secuencia de eventos almacenados durante la última conexión.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 5.1. Hasta la fecha (Julio de 2011) la herramienta desarrollada es de tipo experimental y se debe estudiar su comportamiento permanentemente para continuar su depuración.
- 5.2. Con la aplicación se desea evaluar el potencial que tiene el uso de las PMU como elementos principales de monitorización del sistema interconectado nacional, SIN.
- 5.3. La obtención de datos como zonas de alcance de los relés, parámetros de las líneas, y demás configuraciones que existen en las bases de datos del CND deberían ser extraídas directamente de las bases de datos y no ingresadas a través del código como se hace actualmente.
- 5.4. La presentación gráfica de los datos, alarmas, advertencias y demás despliegues de la UI deben ser evaluados a partir de la necesidad específica que se quiera cubrir con la aplicación.
- 5.5. Estudiar la posibilidad de integrar la herramienta DigSilent a la aplicación desarrollada a través del PhasorPoint para adquirir datos de simulaciones realizadas en el Power Factory y visualizar la información en la UI.
- 5.6. Implementar código que permita observar otras configuraciones de relés como la cuadrilateral.
- 5.7. Incluir en la UI el concepto de “ángulo central” que se propone en los estudios realizados por la Universidad Pontificia Bolivariana en el documento “Nuevas formas de análisis de SIN basadas en modelos angulares para monitoreo con PMU” de Mayo de 2011.
- 5.8. Los despliegues gráficos de la UI se modifican a partir de pixeles, todas las magnitudes que se representan en ellos son ajustados a valores enteros lo que significa que siempre va a existir un error asociado en la información visual, máximo de 1 píxel, no así en los cálculos internos de los que se derivan los valores mostrados en los cuadros de información.
- 5.9. Los datos calculados se validaron con el PhasorPoint y el SCADA.
- 5.10. Si los PT y CT están alejados de sus valores nominales es posible que la variación de la impedancia de operación produzca grandes saltos de su excursión en el gráfico del simulador del relé debido a errores asociados de éstos elementos bajo las condiciones de operación mencionadas.

EN ESTE ÚLTIMO ANEXO, TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA LA EMPRESA XM S.A. E.S.P.