



La Red Eléctrica del Futuro y la Generación Distribuida

Bilbao, 27-28 de octubre de 2005

SISTEMAS DE TRANSPORTE INTELIGENTES MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES

Rafael Quintanilla Adánez

ZIV P+C, S.L.

1. RESUMEN

La red eléctrica de transporte es una máquina que utiliza una gran cantidad de potencia en su funcionamiento y cuya estabilidad resulta del delicado equilibrio dinámico entre la energía inyectada y la extraída, así como de la distribución del flujo resultante. El operador de la red es responsable de gestionar dicho flujo de energía manteniendo el equilibrio de manera que la red funcione de forma estable dentro de un amplio margen de condiciones de operación, incluidas las de recuperación tras una falta.

La distribución de los fasores de tensión e intensidad a través de la red es una de las informaciones más importantes de que dispone el operador para conocer el margen de operación estable. La mayor parte de las herramientas existentes actualmente estiman dicha distribución a partir de medidas no sincronizadas realizadas en diversos puntos de la red. No hay duda de que el conocimiento real y directo, en tiempo real, no simplemente estimado, del campo de fasores, mejoraría la capacidad de respuesta de los operadores y permitiría el desarrollo de sistemas de previsión de inestabilidades y de respuesta automática más rápidos y eficaces.

En este artículo se describe cómo la fusión de diversas aplicaciones de la tecnología digital (medida, comunicaciones, difusión remota de hora sincronizada, tecnologías de la información...) permite poner en marcha sistemas que incrementan la inteligencia de la red y ayudan al operador para responder y evitar situaciones anómalas, proporcionándole información en tiempo real acerca de las condiciones de estabilidad de la red y del margen de operación disponible.

2. DINÁMICA DE LAS REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Las características especiales de la dinámica de las redes eléctricas de transporte se derivan de dos aspectos fundamentales, que forman parte de sus propiedades más específicas:

1. La red eléctrica es un sistema de transporte de un producto “just in time”, que debe consumirse a la misma velocidad que se genera.
2. El “producto” no es fácilmente separable del propio sistema de transporte. Las leyes físicas que controlan el comportamiento de la energía eléctrica, determinan el de la propia red.

El primero de los aspectos mencionados puede expresarse por medio de una sencilla igualdad:

Potencia Introducida = Potencia Extraída

[1]

Expresado de otra forma: la energía eléctrica no puede almacenarse, en espera de ser consumida, sin ser transformada en un tipo de energía diferente, lo que, a efectos del equilibrio resultante, es lo mismo que ser consumida. **La energía eléctrica debe ser utilizada a la misma velocidad con que se genera, sin ninguna posibilidad de que la red pueda almacenarla.**

La igualdad [1] debe cumplirse en cualquier circunstancia y bajo todas las condiciones de funcionamiento del sistema. Sin embargo, en condiciones normales de operación, cualquiera o ambos términos pueden variar y, de hecho, lo hacen. Sin embargo el equilibrio entre las energías instantáneas introducidas y extraídas de la red se mantendrá en todo momento, ya que, como hemos dicho, la red no tiene capacidad para almacenar energía. Como consecuencia de ello, cuando alguno de los términos varíe, el sistema eléctrico se adaptará, reaccionando de acuerdo a su propia física, para mantener la condición de igualdad.

La variación de cualquiera de los dos términos de [1] se pueden producir tanto en circunstancias normales de servicio como en situaciones anómalas. En el primer caso, como consecuencia de variaciones en las cargas (potencia extraída) o en la generación (potencia introducida) o de reconfiguraciones de la red, que pueden afectar a amplias zonas del sistema; en el segundo caso como consecuencia de faltas u otras condiciones anómalas de funcionamiento que, finalmente, dan lugar a desconexiones de máquinas, líneas, cargas...

Ante cualquier perturbación, la red reaccionará tratando de mantener la igualdad [1], operando en continuo equilibrio dinámico, modificando para ello el valor de ciertas variables características de su funcionamiento: intensidad de corriente, tensión o frecuencia. El resultado final depende tanto del estado de equilibrio de partida como de la magnitud de la perturbación.

La red, por si misma, tiene una cierta aunque limitada capacidad de recuperación; sin embargo hay razones importantes para no confiar exclusivamente en su capacidad de alcanzar una nueva condición de equilibrio:

1. Los dispositivos que componen el sistema eléctrico no son elementos ideales, sino que son elementos físicos reales que solo pueden funcionar sin deterioro dentro de un margen limitado de sus variables características (tensión, intensidad, frecuencia...), fuera del cual pueden producirse daños irreversibles, incluso en condiciones en que el sistema, por si mismo podría recuperar el equilibrio.
2. La capacidad de recuperación del propio sistema es limitada y dejado en libertad, ciertas perturbaciones lo conducirían indefectiblemente a un estado inestable imposible de mantener y que llevaría al colapso de una gran parte o incluso de la totalidad de la red.

En definitiva, si queremos mantener el sistema bajo control y transportar la energía dentro de parámetros de calidad adecuados, debemos utilizar, mas allá de sus propias reacciones, otros medios para asegurar su funcionamiento estable y su recuperación ante cualquier contingencia. Para ello, se dispone de un sistema de protección y control, formado por:

1. Equipos físicos y aplicaciones de software que, conectados en diferentes puntos y a distintos niveles, reaccionan de modo automático ante las variaciones que puedan producirse.
2. Procedimientos de intervención manual que indican a los operadores la forma correcta de actuar ante determinadas situaciones.
3. La propia capacidad de los operadores de actuación ante eventos no procedimentados.

Red y sistema de protección y control son dos sistemas distintos, tanto física como tecnológicamente, pero tan interdependientes en su funcionamiento que, a todos los efectos, pueden entenderse como dos órganos de un único sistema. El segundo añade inteligencia al primero haciéndolo capaz de reaccionar, de una forma ordenada, hacia el objetivo de mantener el servicio de transporte de energía eléctrica, con continuidad y calidad.

Desde el punto de vista de la dinámica de sistemas, las acciones del sistema de protección y control pueden esquematizarse en la Figura 1. En el estado estable (equilibrio) E0, tiene lugar una incidencia que desplaza al sistema a lo largo de una línea que, eventualmente, puede derivar en un estado inestable dentro de la zona de desequilibrio; el sistema de protección y control detecta la situación y actúa, en diversos momentos, conduciendo la deriva, hasta forzar la llegada a un nuevo estado estable E1. E0 y E1 serán, en general, estados distintos ya que las acciones tomadas, para alcanzar el segundo, pueden haber exigido la reconfiguración, tanto de la red como de las cargas o la generación.

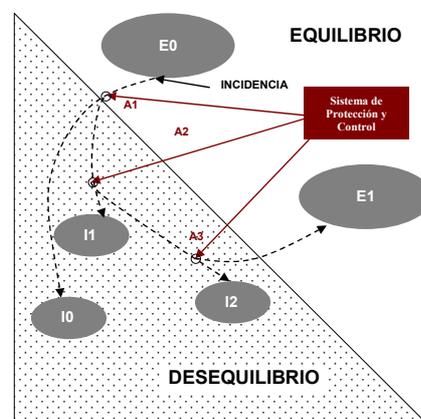


Figura 1

3. NECESIDAD DE MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LA RED DE TRANSPORTE

De lo dicho hasta el momento se entiende que la red de transporte de energía eléctrica, como cualquier sistema en equilibrio dinámico, es susceptible de alcanzar situaciones en que tal equilibrio se pierda y desembocuen en un colapso que origine apagones que pueden afectar a regiones enteras dentro de un país y que, en los supuestos más graves, apagarían al país entero.

Las condiciones actuales del mercado eléctrico agravan este problema e incrementan el riesgo de inestabilidades y colapsos. Bajo la presión de la demanda, la potencia que el sistema eléctrico necesita transportar es cada vez mayor; esto ocurre, en muchos casos, en un mercado desregulado en el que los patrones de transporte cambian mucho más frecuentemente que en un mercado cerrado. La red se aproxima a su límite físico y corre peligro su estabilidad cuando se produce un incidente; un error en el proceso de recuperación puede llevarla al colapso.

La solución parece sencilla, construyamos más líneas y malleemos el sistema para aumentar su capacidad, fiabilidad, inercia y por tanto su estabilidad. Sin embargo no es fácil; el medio ambiente es, socialmente, un bien a proteger, siendo la sensibilidad de la comunidad muy alta en este sentido; los proyectos de construcción de líneas son fuertemente contestados y, habitualmente, seguidos de acciones que, a menudo, retrasan su ejecución, cuando no, simplemente, la paralizan.

Por otro lado, los usuarios exigen más y más calidad en el servicio eléctrico, tanto desde el punto de vista de la forma de onda suministrada como de las interrupciones, lo que supone una presión adicional sobre la red.

En este contexto, las compañías eléctricas necesitan de herramientas que les permitan aumentar la eficacia de sus redes, incrementando su capacidad de transporte, de una forma segura, sin recurrir a la construcción de nuevas infraestructuras. Precisamente, el avance de las comunicaciones, el proceso digital de señal, la difusión de sincronismo global... pone a su disposición aplicaciones de protección y monitorización de sistema (WAMS - Wide Area Monitoring System) que posibilitan el aprovechamiento más eficaz del margen existente.

4. MONITORIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Cuando se entra en una situación de inestabilidad, es muy importante tomar decisiones rápidas que limiten el daño y eviten un colapso generalizado de las tensiones del sistema, pero es mucho más eficaz contar con sistemas de monitorización que detecten las situaciones de peligro para iniciar el proceso de recuperación antes de que se alcancen las condiciones de inestabilidad. Realicemos, en primer lugar, algunas consideraciones que nos ayuden a caracterizar las situaciones de peligro para dotarnos de los detectores necesarios que activen de forma automática o manual los procedimientos de corrección. Cualquier protección de sistema (WAMS) necesita de información sobre la que basar tanto sus alertas como sus acciones y recomendaciones.

Uno de las variables a considerar es la separación angular entre localizaciones separadas ya que es un indicador directo del estrés a que está siendo sometida la parte del sistema considerada. Al ángulo existente, en condiciones estáticas, como medida del estrés en condiciones normales de operación, se le suma el derivado del o de los incidentes que puedan ocurrir. Cuando el ángulo aumenta, se corre el peligro de alcanzar las condiciones que deriven en la inestabilidad del sistema y en el eventual colapso de las tensiones.

En ocasiones, no es posible evitar que el sistema eléctrico funcione con grandes separaciones angulares; en estas situaciones, es importante monitorizar las tensiones en lugares intermedios y asegurar un margen adecuado de potencia reactiva, tanto en condiciones estáticas como dinámicas.

Otra fuente de información que puede ser utilizada como señal de debilidad del sistema o de peligro de inestabilidad es la duración de las oscilaciones que se produzcan. Aun con bajo nivel, estas oscilaciones, pueden aparecer incluso en condiciones de operación normal. Su magnitud crece con el estrés de la red; la frecuencia de estas oscilaciones depende de la inercia del sistema, en tanto que el amortiguamiento depende del estrés y de la separación angular. Estas oscilaciones, su frecuencia y su patrón de amortiguamiento pueden ser utilizados como indicadores de la proximidad de condiciones de inestabilidad.

También la variación de la frecuencia con el tiempo (dF/dt) puede ser utilizada como indicador de la presencia y severidad de los disturbios.

Sobre estas informaciones, las protecciones de sistemas permiten distinguir entre los siguientes fenómenos físico-eléctricos:

- Inestabilidad angular transitoria
- Inestabilidad angular de bajo nivel (small signal)
- Inestabilidad de frecuencia
- Inestabilidad de tensión de corto plazo
- Inestabilidad de tensión de largo plazo

Y permiten la realización de aplicaciones como:

- Estimación de estados
- Predicción de condiciones de inestabilidad
- Protección adaptativa
- Mejora del control del sistema de potencia

Ángulos y módulos de tensiones e intensidades son las informaciones básicas para caracterizar las condiciones de estabilidad del sistema de transporte. Siendo precisos, debemos decir diferencias angulares en lugar de simplemente ángulos; esto impone un requisito fundamental al sistema de medida sobre el que se asientan las funciones de monitorización: los fasores que representan las magnitudes medidas deben estar sincronizados de tal forma que los ángulos de todos ellos se hayan medido con respecto a una referencia común para que podamos establecer las comparaciones correctas. Por ello, la pieza básica de este tipo de sistemas es el equipo de medición de fasores síncronos o PMU (Phasor Measurement Unit) que proporciona, como indica su nombre, medidas sincronizadas de los ángulos fasoriales.

Más adelante describiremos con mejor detalle en que consiste una PMU; baste, por el momento, decir que permiten la observación síncrona, simultánea y en tiempo real, del conjunto de fasores que describen el comportamiento dinámico del sistema eléctrico. Una red de comunicaciones, una fuente universal de sincronización temporal y un conjunto de aplicaciones centralizadas de gestión completan los elementos necesarios para implementar un las protecciones de sistema necesarias. En la Figura 2 podemos ver el diagrama de principio del conjunto.

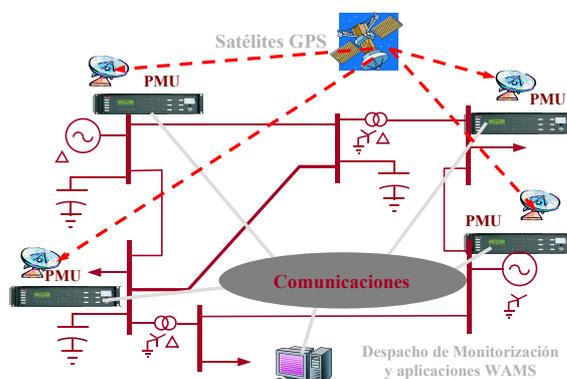


Figura 2

5. LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA FASORES SÍNCRONOS

El máximo beneficio de sistema de monitorización de fasores es la colocación de un equipo de medida en cada uno de los nodos existentes en la red bajo supervisión. Esta solución extrema conlleva un coste demasiado alto; por ello resulta conveniente disponer de un método que permita seleccionar el emplazamiento óptimo de un subconjunto de equipos, suficiente para monitorizar toda la red, pero sin alcanzar el despliegue necesario que supondría un equipo en cada nodo.

En realidad, debemos modificar ligeramente los conceptos empleados y pasar de la idea de una red monitorizada a la idea de una red observada. Diremos que una red es observable si todas sus variables de estado pueden determinarse a partir de la medida real de un subconjunto menor de tales variables. La teoría de grafos y la aplicación sistemática de las leyes de Ohm y Kirchoff nos permiten observar la red a partir del subconjunto de puntos monitorizados. En lo que sigue, consideraremos observable una línea cuando conozcamos la corriente (en las tres fases) que circula a través de ella; una barra es observable cuando conozcamos la tensión (en las tres fases) a la que se encuentra. La observabilidad se deriva de la medida real y/o del cálculo a partir de medidas reales y de los datos de impedancia de las líneas que forman la red.

Las reglas a aplicar son:

1. Ley de Ohm: Cualquier barra a la que llegue una línea observable, procedente de una barra observable, es a su vez observable.
2. Ley de Ohm: Cualquier línea que conecte dos barras observables, es observable.
3. Ley de Kirchoff: Si todas las líneas, excepto una, que llegan a una barra observable, son observables, dicha línea es también observable.

Los equipos de medida de fasores sincronizados (PMUs) proporcionan valores tanto de tensión como de corriente (en general, la tensión de la barra y las corrientes de todas las líneas que acceden a ella); tales valores unidos a las impedancias de las líneas y a las tres reglas enumeradas más arriba hacen a la red observable a partir de las medidas capturadas por los PMUs. Existen algoritmos que ayudan a automatizar el avance de la observabilidad de la red a partir de las medidas realizadas.

Disponemos de un método para alcanzar la observabilidad, a partir de un conjunto de medidas, pero nos falta un criterio que nos permita determinar el mejor emplazamiento de los equipos que nos van a proporcionar las medidas iniciales ¿cuántos deben ser? ¿dónde deben colocarse?

Empezaremos con una barra dotada de PMU y aplicaremos las reglas anteriores de la siguiente forma:

- a) Asignaremos un fasor medido de intensidad a todas las líneas que convergen en una barra que disponga de PMU.
- b) Asignaremos un fasor calculado de intensidad a todas las líneas que conecten barras de tensiones conocidas.

A partir del nodo seleccionado y con un equipo PMU conectado, la aplicación sistemática de las reglas mencionadas, nos permite expandir el área observable de la red. Cuando alcancemos el límite de observabilidad derivado de los cálculos anteriores, colocaremos otro equipo PMU en la barra, dentro de la región no observable con el mayor número de líneas adyacentes. Al finalizar del proceso, toda la red será observable y habremos colocado un cierto número de equipos PMU en él para lograrlo. Existen algoritmos que, utilizando este numero como entrada, permiten disminuirlo aun más, obteniendo un resultado óptimo, con un número de equipos aun menor y manteniendo observable toda la red objetivo.

Entre un cuarto y un tercio de las barras del sistema necesitan tener conectados equipos PMU para hacer que el sistema sea observable, aunque no debe olvidarse lo que esto significa, solo una parte de las medidas son reales, mientras que el resto, que representan un alto porcentaje, son calculadas a partir de las reales.

6. FASORES

En los apartados anteriores hemos hablado de fasores como representación de las medidas que deben ser conocidas para la implantación de aplicaciones de protección de sistema. A continuación recordaremos los aspectos fundamentales de la teoría de fasores y como se relacionan con las magnitudes físicas propias del funcionamiento de una red eléctrica.

Empecemos por recordar la forma que toma la expresión matemática propia de las funciones senoidales puras cuando se expresa como la evolución de una cierta magnitud, en función del tiempo:

$$s = S_a \times \cos([2 \cdot \pi \cdot f] \cdot t + \theta) \quad [2]$$

Donde:

s: Valor instantáneo de la magnitud considerada

S_a : Valor máximo

f: Frecuencia

t: Tiempo

θ : Fase

Y gráficamente:

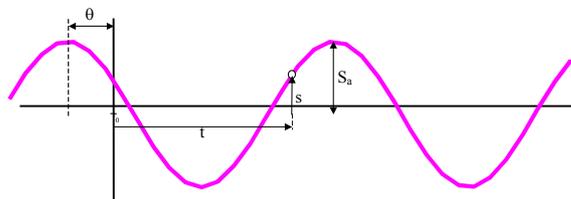


Figura 3

En la ecuación [2] existen dos variables (s,t) interdependientes entre sí y dos parámetros (S_a, θ) independientes entre sí y que definen total e inequívocamente la función, siempre y cuando la frecuencia f se mantenga constante. Puesto que la función queda totalmente definida por el par (S_a, θ), este se puede utilizar como representación de la función senoidal. Dado que S_a , es una magnitud escalar y θ un ángulo, el par que forman puede considerarse como un vector, cuya representación gráfica es:

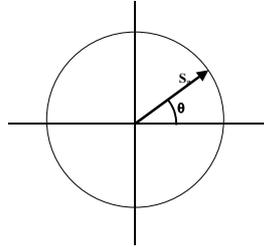


Figura 4

Al par (S_a, θ) se le denomina fasor, por lo que un fasor queda definido por el par de números que representan la amplitud y la fase de una onda senoidal pura.

La representación fasorial de una onda senoidal es independiente de la frecuencia; esto significa que en la representación fasorial se ha perdido la información de la frecuencia de la onda, o lo que es lo mismo, se supone que la onda tiene una frecuencia conocida. Dos ondas de diferente frecuencia podrán tener la misma representación fasorial; para evitar confusiones, la comparación entre fasores solo se podrá hacer, en sentido estricto, cuando la frecuencia sea la misma en todos los casos. Veremos, más adelante que la sincronización nos permite realizar comparaciones entre fasores de diferente frecuencia.

7. OBTENCIÓN DE FASORES EN UN SISTEMA DIGITAL

Existen diversos medios para la obtención del fasor representativo de una onda a partir de las muestras que de ella obtiene un sistema de medida digital. El método más empleado se basa en el muestreo de la onda a frecuencia constante y múltiplo de la frecuencia nominal y la posterior aplicación de una DFT (Digital Fourier Transform) sobre las muestras tomadas. A continuación, unas sencillas operaciones sobre el resultado, proporcionan la amplitud y fase del fasor representativo de la onda muestreada.

Cabe hacerse las siguientes preguntas:

- ¿Con respecto a qué se mide la fase obtenida?
- ¿En que condiciones son comparables las fases obtenidas por diferentes instrumentos de medida?

En general, cada instrumento de medida define un fasor interno de referencia, con respecto al cual obtiene las fases de las magnitudes medidas. La comparación entre fases obtenidas por diferentes instrumentos solo se podrá hacer cuando se conozca la relación de fases entre los fasores de referencia utilizados por cada uno de ellos, cosa que, en general no es posible ya que no existe, a priori, ninguna relación física ni matemática entre ellos.

8. MEDIDA SINCRONIZADA DE FASORES. SINCRUFASORES

Se define como medida sincronizada de fasores (o medida de sincrofases) a la obtención de fasores por equipos que comparten el mismo fasor de referencia o, lo que es lo mismo, mantienen sincronizados dichos fasores. La forma más simple de conseguir esto es mediante la utilización de una fuente externa de sincronismo (p.e. una entrada IRIG-B que reciba una señal procedente de un GPS), a partir de la cual cada equipo resincronice la fase de su fasor de referencia. El equipo de obtención de fasores sincronizados (PMU) utiliza un fasor de referencia constituido por una onda senoidal a frecuencia nominal y que se sincroniza de tal forma que el inicio de cada segundo coincida con uno de sus máximos.

La frecuencia de resincronización del fasor de referencia, la determinan las características físicas del equipo y el nivel de error que requieran las aplicaciones que utilizan los sincrofases obtenidos.

En la práctica el sincronismo de los fasores de referencia requiere de muestreo sincronizado a frecuencia constante sobre una base de tiempos sincronizada con una fuente de UTC.

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

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

9. NECESIDAD DE ESTANDARIZACIÓN

Las aplicaciones de monitorización y protección de sistema (WAMS) requieren el intercambio de información entre equipos y aplicaciones no solo procedentes de diferentes fabricantes sino instalados en redes de transporte de diferentes compañías. En cada caso, los procedimientos utilizados para el cálculo, registro y transmisión de las medidas realizadas, son distintos. Por esta razón es necesario disponer de un estándar que proporcione no sólo un método y una fuente común de sincronismo para el fador de referencia sino también un protocolo común de comunicaciones para el intercambio de información, así como criterios para el establecimiento y comparación de precisiones y verificaciones de conformidad.

Existe un estándar en estado de revisión (PC37.118/D6.0) que se ocupa de definir todos los aspectos necesarios para la obtención, etiquetado temporal y transmisión de sincrofasores:

- Definición de sincrofasor en un sistema eléctrico de potencia.
- Métodos de cuantificación y etiquetado temporal de las medidas.
- Ensayos para comprobar que las medidas se realizan de acuerdo a las definiciones realizadas.
- Límites de error para los ensayos.
- Protocolo de comunicación, incluyendo formatos de trama, para la transmisión de datos en tiempo real.

Los sincrofasores se transmiten acompañados de un etiquetado temporal que permite, no importa el momento en que se reciban, establecer las comparaciones necesarias y definidas por las aplicaciones disponibles.

La fuente de sincronismo temporal para el establecimiento, tanto de las referencias de fase como de las etiquetas temporales es la Coordenada de Tiempo Universal (UTC) calculada por el BIH (International Time Bureau) en Paris y distribuida a través del sistema GPS.

10. MONITORIZACIÓN DEL CAMPO DE FASORES

El conjunto de las magnitudes de tensión y corriente que resultan del funcionamiento del sistema eléctrico conforman un auténtico campo de fasores cuyos detalles locales (lugar y tiempo) son función del estado dinámico de la red. El conocimiento de su dinámica en tiempo real es muy importante para adelantarse a situaciones de inestabilidad que pudieran ocasionar el colapso del sistema. Hasta el momento los equipos de medida de fasores síncronos son dispositivos específicos o asociados a equipos de registro, como oscilopertubógrafos. El coste de los equipos hace inviable el conocimiento en tiempo real y hasta el máximo detalle del campo de fasores, basado en medidas directas. Por el contrario, gran parte del campo es calculado a partir de medidas reales.

Indudablemente, aumentar el número de medidas reales tiene ventajas: cuanto mayor sea su número, más rápido y con más detalle se dispondrá de información del campo fasorial, ya que menor será el número de fasores a calcular. Por otro lado, dado que la estimación final se basa en los datos reales obtenidos y en el modelo de red disponible, podemos imaginar otra ventaja indirecta: si los datos reales aumentan, pueden ser utilizados como comprobación adicional de la exactitud del modelo y corregirlo, si es preciso, a partir de los datos obtenidos.

Existe, por lo tanto, interés en integrar las funciones de cálculo de fasores síncrono dentro de equipos de aplicación más general, como por ejemplo protecciones de línea. Aun cuando no resulte, por el momento, razonable penar en que todas las protecciones dispongan de este tipo de funciones, si puede resultar interesante incluirlas en las protecciones de más altas prestaciones, en que los requisitos de la nueva funcionalidad no representen un salto de coste en cuanto a sus características de proceso, comunicaciones y sincronismo.

11. INTEGRACIÓN CON LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN. PROBLEMÁTICA

Los equipos digitales de protección basan, generalmente, sus algoritmos en la obtención de los fasores de las magnitudes eléctricas involucradas en el funcionamiento del dispositivo protegido. Operando sobre los fasores calculados se obtienen las diferentes características de protección: sobrentensidad, distancia... Dadas, por un lado, la distribución generalizada de estos equipos y la igualdad de principios de operación respecto a la obtención de fasores síncronos, es natural pensar en la integración en el mismo equipo de ambos tipos de funciones. Se incrementa así el valor operativo de los dispositivos sin un aumento proporcional en su coste.

La integración es no sólo interesante sino posible, aunque no es inmediata y plantea algunos problemas de principio, sobre los procedimientos de muestreo, que deben ser resueltos en primer lugar.

11.1. Sistema en estado transitorio

Cuando el sistema de potencia se encuentra en estado estable, se cumple con la ecuación [1] y además cada uno de sus generadores se encuentra en equilibrio. En estas condiciones la frecuencia es la misma en todos los puntos de la red. Sin embargo, cuando se produce una perturbación en la red, por causa de la incidencia de una falta o bien porque se rompe el equilibrio entre generación y consumo, la frecuencia reacciona modificando su valor y alejándose de la condición de equilibrio, pasando de un valor constante a un valor dependiente del tiempo.

11.2. Sistema de protección

Aun en estas circunstancias, se espera que el sistema de protección realice sus medidas correctamente; de ello depende que la red pueda recuperar sus condiciones de estabilidad. Las protecciones reaccionarán de forma que se aisle la zona afectada o se produzcan los desenganches de cargas necesarios para recuperar el equilibrio. Para hacerlo, las medidas en las que se basa su operación deben estar dentro de márgenes de error admisibles y compatibles con su aplicación.

Para poder lograr este propósito, las protecciones digitales utilizan un sistema de muestreo adaptativo: la frecuencia de muestreo se modifica con el objeto de mantenerse como un múltiplo entero, no de la frecuencia nominal sino de la frecuencia de la red.

Supongamos la magnitud senoidal [2] $s = S_a \times \cos([2 \cdot \pi \cdot f] \cdot t + \theta)$, muestreada a una frecuencia múltiplo entero de su propia frecuencia; si representamos la evolución temporal de la fase y el valor eficaz calculados, obtendremos:

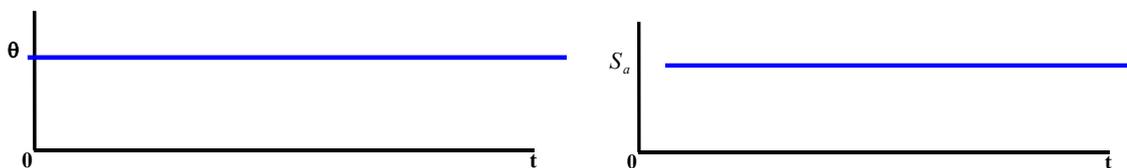


Figura 5

Si el muestreo se realiza con una frecuencia que no es múltiplo de la frecuencia de la onda, obtendremos:

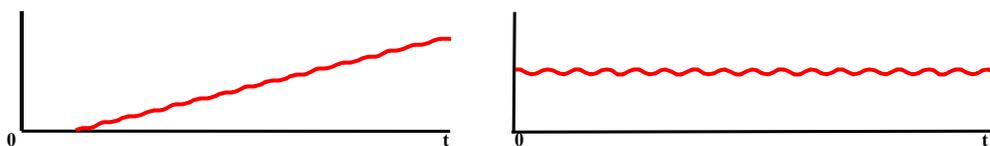


Figura 6

El valor eficaz obtenido ha dejado de ser constante y la fase muestra un deslizamiento respecto al fasor de referencia. Ambos muestran un rizado de una frecuencia que resulta ser una función de la diferencia entre la frecuencia real de la señal y la frecuencia nominal. Los cálculos realizados a partir de estos fasores se encuentran lastrados por el error cometido en su cálculo y las funciones de protección realizadas sobre ellos podrán mostrar operaciones incorrectas.

Si se desea eliminar este efecto, el relé debe medir la frecuencia real de la red y reajustar, en función de ella, su frecuencia de muestreo para que se mantenga como un múltiplo entero de la frecuencia de la onda. Cada relé que adapte su frecuencia lo hará en respuesta a condiciones locales, de acuerdo a sus propios algoritmos de adaptación y sin ningún tipo de sincronización entre ellos. Cada relé recalculará, en respuesta a las condiciones del sistema, su fasor de referencia interno, que no podrá nunca ponerse en relación con el del resto de los relés, incluso cuando el algoritmo de adaptación fuera el mismo e incluso cuando los relés pertenezcan al mismo fabricante y al mismo modelo. Como consecuencia de que los fasores de referencia no son sincrónicos, tampoco lo serán los fasores calculados. Al preservar la precisión en la medida y adaptar el muestreo a la frecuencia real obtenemos dos resultados indeseados, aunque indiferentes para el funcionamiento de las funciones de protección:

- Se pierde la información de la frecuencia de la onda.
- Y lo que es más importante para la discusión que nos ocupa, se abandona la posibilidad de que los fasores obtenidos por ellos puedan servir de base para la obtención de fasores sincrónicos.

11.3. Sistemas de registro

Los sistemas de registro de onda u osciloperturbógrafos, al contrario que las protecciones con adaptación a la frecuencia, funcionan muestreando a frecuencia constante e independiente de las condiciones del sistema eléctrico y solo en función de los requisitos de medida especificados para su aplicación. En estas condiciones, la situación es la inversa de la descrita en el apartado anterior:

- Se conserva la información de la frecuencia de la onda, con lo que podremos analizar excursiones de la frecuencia durante los transitorios de la red.
- Sincronizando el muestreo con una fuente externa y compartida por otros equipos, pueden obtenerse fasores sincronizados que puedan ser comparados con otros obtenidos en otros lugares de la red.

11.4. Sistemas combinados

Como consecuencia de lo dicho, los fabricantes de protecciones se encuentran investigando e implementando algoritmos que permitan medir y proteger con precisión así como proporcionar fasores sincrónicos, sin incrementar sustancialmente el coste de los equipos. En la Figura 7 puede verse el diagrama de principio de un relé digital de protección, en el que un estimador de la frecuencia de red controla el muestreo de las tensiones e intensidades de entrada. Las muestras obtenidas se combinan con el fasor interno de referencia para obtener un conjunto de fasores no sincrónicos y, a partir de ellos, generar las funciones de protección. Se entiende que los fasores así obtenidos son sincrónicos entre sí, aunque evidentemente no lo son con cualesquiera otros fasores calculados por otros relés de protección.

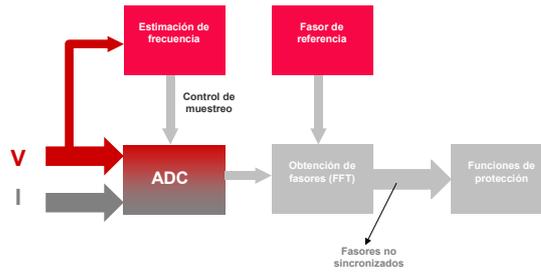


Figura 7

En la Figura 8, se muestra un diagrama de principio que combina la obtención de fasores síncronos, para aplicaciones WAMS y de fasores no necesariamente síncronos, para la obtención de funciones locales de medida y protección.

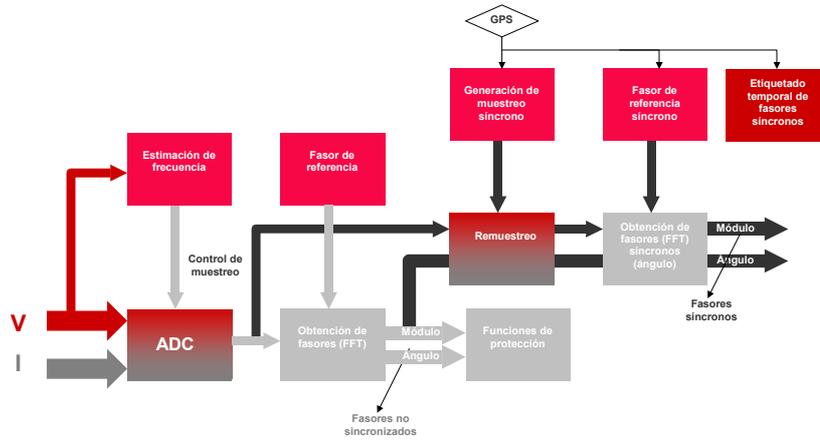


Figura 8

A partir de la fuente de sincronismo universal, se generan tanto la base de tiempos de muestreo como el fasor síncrono de referencia y el etiquetado temporal de los fasores síncronos obtenidos. La primera se utiliza para remuestrear la onda obtenida por el muestreo de protección y el segundo como base para el cálculo del ángulo del fasor síncrono. Como valor del módulo o amplitud del fasor, se utiliza en ambos casos el calculado por medio del fasor de referencia interno ya que es el que, como hemos explicado más arriba, conserva las características adecuadas de precisión de la medida.

12. REQUISITOS DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN

Dependiendo de las prestaciones requeridas del sistema de monitorización de fasores, podemos elegir casi cualquier medio de comunicación, entre los equipos de medición y el puesto central de recogida de datos:

- Líneas telefónicas
- Fibra óptica
- Satélite
- PLC (Power Line Carrier)
- Enlaces de microondas
- ...

Los requisitos de ancho de banda exigibles al sistema de comunicaciones vienen determinados por la cantidad de variables que queramos monitorizar así como de la frecuencia de refresco de dichas variables. Como ejemplo y referencia supongamos una unidad PMU, instalada en una barra a la que acceden cuatro líneas. Debemos transmitir tres tensiones y doce intensidades, además de la frecuencia, la etiqueta de tiempo y el conjunto de campos determinados por la norma IEEE PC37.118. El formato de los datos de tensiones y corrientes lo supondremos en coma flotante de 32 bits. Bajo estas condiciones, considerando una frecuencia de refresco de doce veces por segundo, el ancho de banda requerido para una línea RS232 es de 14,4 Kbps.

13. CONCLUSIONES

Los últimos colapsos de tensión (blackouts) acaecidos en el mundo en los últimos años, han mostrado la conveniencia de adelantarse a la situación considerando el sistema como un todo y utilizar el campo de fasores síncronos (tensiones y corrientes) que resulta de su funcionamiento como elemento de diagnóstico de la estabilidad del sistema. Para lograr el objetivo se han desarrollado equipos de medida y metodologías que garanticen la disponibilidad de los datos necesarios para monitorizar la dinámica del sistema eléctrico a través su campo de fasores asociado, así como sistemas que minimicen la necesidad de equipos de medida a implantar.

Aunque inicialmente soportada la medida de fasores síncronos sobre equipos de registro, la tecnología disponible permite pensar en su integración en equipos de protección, por su propia naturaleza, mucho más extendidos a través de la red eléctrica.

Sobre la base de los datos obtenidos se comienzan a desarrollar aplicaciones que no solo ayuden al operador a interpretar la información que recibe y pueda tomar decisiones más rápidas y mas seguras, sino que faciliten el desarrollo de funciones automáticas de protección de sistema. No debe olvidarse que las aplicaciones, en este campo, reciben datos de equipos de diversos orígenes (equipos y fabricantes), por lo que es necesaria la existencia de un estándar que garantice procedimientos de sincronización de medidas y envío de información.

14. REFERENCIAS

- [1] David Wayne Atkins. *"Placing Monitoring Devices in Electric Power Networks Modeled by Block Graphs"*. Tesis presentada en el Departamento de Matemáticas de East Tennessee State University. Agosto 2003.
- [2] T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen Jr., R. Adapa. *"Power System Observability With Minimal Phasor Measurement Placement"*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 8, N° 2, May 1993.
- [3] L. Mili, T. L. Baldwin, R. Adapa. *"Phasor Measurement Placement for Voltage Stability Analysis of Power Systems"*. Proceedings of the 29th IEEE Conference on Decision and Control, Honolulu, HI, December 5-7, 1990.
- [4] C. Rehtanz, J. Bertsch. *"Wide Area Measurement and Protection System for Emergency Voltage Stability"*
- [5] S. Kabra. *"A Technique for Estimating System-Wide Phasors in Real Time"*
- [6] C. Rehtanz, D. Westermann. *"Wide Area Measurement and Control System for Increasing Transmission Capacity in Deregulated Energy Markets"*