



II EDICIÓN CONGRESO DE  
**REDES INTELIGENTES**  
NOVIEMBRE 2023 - FUTURED

## DETECCIÓN DE FASE EN SISTEMAS DE TELEGESTIÓN CON TECNOLOGÍA PLC PRIME

**Xabier Osorio**, Ingeniero de software senior, ZIV

**Galder Vizcaya**, Director de producto, área de medida y baja tensión, ZIV

**Cristina Martínez**, Director de aplicación-área de medida y baja tensión, ZIV

**Iñigo Berganza**, Smart Grids - PRIME, i-DE

**Alberto Sendín**, Responsable de Telecomunicaciones, Iberdrola España

**Iñaki Santamaría**, Servicios Técnicos de Medida, iDE

**Raquel Ayala**, Smart Grids - PRIME, iDE

**Diego García**, Planificación y Desarrollo, Iberdrola España

**Resumen:** Uno de los desafíos de los operadores de sistemas de distribución (DSO) es realizar correctamente el balanceo de cargas para distribuir la energía de manera uniforme en las 3 fases de los sistemas de baja tensión. Para un balanceo o distribución uniforme, es necesario conocer las cargas monofásicas existentes en cada una de las fases, o, dicho de otra manera, la fase en la que cada contador monofásico está conectado a la red de baja tensión. Esta caracterización por fases no es habitualmente conocida por los operadores, ya que tradicionalmente la conexión durante la instalación se realiza de forma arbitraria y no se registra en los sistemas de información. Actualmente, las soluciones en el mercado solventan la detección de fase de una forma generalmente no determinista para muchos o todos los contadores, mediante el uso de análisis estadísticos a partir de datos obtenidos de los diferentes sistemas de telegestión. Una de las grandes ventajas de la tecnología PLC es su capacidad de proporcionar esta información de forma “nativa”. Específicamente, los avances en el nuevo protocolo de comunicación PRIME v1.4, permiten identificar de forma determinista, basándose en mecanismos físicos de detección de paso por cero de la señal eléctrica, la fase en la que está conectado el nodo de servicio PLC PRIME integrado en el contador inteligente. Las pruebas realizadas hasta la fecha corroboran que este mecanismo tiene una efectividad del 100%, proporcionando información de la fase de conexión a demanda en tiempo real y permitiendo una gestión más eficiente de la red eléctrica.

**Palabras clave:** Balance de cargas, PRIME PLC, contadores, detección de fase, paso por cero

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de telegestión de contadores inteligentes desplegados en las redes de distribución ofrecen diferentes ventajas de monitorización, detección de faltas y fraudes. Estos sistemas proporcionan información detallada de la red en su extremo más alejado, y permiten ejecutar acciones de mejora para la disponibilidad y la calidad del suministro eléctrico, tanto en los sistemas de control en tiempo real como en los procesos de planificación de red.

Los contadores inteligentes pueden utilizar diferentes tecnologías de telecomunicación, cada una con características específicas. En España, los contadores inteligentes desplegados utilizan la tecnología PLC (*Power Line Communications*), que aprovecha la propia red eléctrica como medio de transmisión.

El principio de la tecnología PLC consiste en superponer una señal de alta frecuencia con niveles bajos de energía (señal de telecomunicaciones) sobre la onda eléctrica de 50 Hz. Esta señal se propaga a través de la infraestructura eléctrica, y se puede recibir y decodificar en otro punto remoto de la red.

Dentro de esta tecnología, el protocolo PLC PRIME (ITU-T G.9904) utiliza en su capa física (PHY) un sistema de modulación OFDM robusto frente al ruido impulsivo y selectivo en frecuencia, como el que suele ser habitual en la red de baja tensión en las frecuencias de funcionamiento como canal de telecomunicación. PRIME en su actual versión 1.4 (PRIME v1.4) funciona con 96 subportadoras por canal, pudiéndose utilizar uno o varios de los 8 canales disponibles hasta una frecuencia máxima de 500 kHz. La capa de control de acceso al medio (MAC) de PRIME v1.4 incorpora un mecanismo automático de descubrimiento de nodos y convergencia de red. A nivel de comunicaciones, el nodo base es el elemento central de la red y gestiona la topología; los nodos de servicio (embebidos en cada contador inteligente) son los nodos que se registran en el nodo base. Los nodos de servicio pueden automáticamente comportarse como repetidores de señal, para conseguir que la señal PLC llegue a otros nodos de la red, con un mecanismo conocido como promoción a estado de 'switch'.

Dentro de las ventajas que ofrecen los contadores inteligentes con tecnología PLC, se incluye la de poder ofrecer información de su conexión física real respecto de las fases de cabecera del centro de transformación. Esta información permitirá, a partir del conocimiento de la conexión por fase de cada contador monofásico, realizar por ejemplo balances de curvas de carga de energías por fase que detecten desequilibrios de cargas en las distintas fases de una misma línea de baja tensión o de todo el transformador, y mantener un inventario de carga completo, preciso y actualizado en tiempo real.

## DESEQUILIBRIO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS

El desequilibrio o desbalance de cargas se produce cuando se incorporan cargas nuevas o se realizan cambios sin planificación técnica. Esto ocasiona que las fases tengan distintos niveles de carga y, en consecuencia, el sistema eléctrico se desbalancea. El desequilibrio entre fases puede producir problemas conocidos en la red, tales como la sobrecarga de circuitos, cortocircuitos, sobrecalentamiento de elementos de red, etc. El desequilibrio de fases es uno de los defectos de calidad de señal en las redes de distribución, dado que puede producir otras anomalías de red que la coloquen fuera de los límites definidos en la norma EN 50160.

Para balancear las cargas de la red, lo primero que se debe conocer es la fase en la que está conectada cada una. La información que se tiene actualmente de la línea y la fase a la que está conectado un contador es limitada o inexistente, puesto que las instalaciones eléctricas en baja tensión se plantean de forma arbitraria o siguiendo criterios constructivos estáticos; por otro lado, o bien no se traslada la información de la fase de conexión a las empresas distribuidoras, o bien la información trasladada es muchas veces incorrecta.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

### Mecanismo de identificación de fase

El protocolo PRIME es un protocolo síncrono, en el que el tiempo de la red se segmenta en tramas, cuyo instante de comienzo y duración se propaga a través de la red mediante las balizas ('beacons'). Tanto el nodo base como los switches, difunden sus balizas (en modo 'broadcast') a intervalos fijos y conocidos de tiempo, para mantener la red sincronizada con una referencia única de tiempo absoluto. Esta naturaleza síncrona del protocolo PRIME permite a cada nodo de la red referenciar y transmitir información temporal con respecto al instante del comienzo de la trama, que actúa a modo de tiempo de "red" que todos los nodos pueden entender.

Entre los eventos temporales que un nodo puede transmitir se incluye el tiempo de paso por cero de la señal de 50 Hz, relativo al instante de comienzo de la trama. El nodo base recibe esta información y la decodifica. Este nodo puede contrastar la información

temporal del paso por cero del nodo de servicio con el paso por cero de la señal que él detecta (de cualquiera de sus fases en el caso de ser un nodo base trifásico).

En la Figura 1 se representa gráficamente cómo envía el nodo de servicio (TN) la información temporal del evento paso por cero ('Zero Crossing') con respecto al comienzo de trama ('Frame') y, como el nodo base (BN) lo traduce y lo hace corresponder con sus fases.

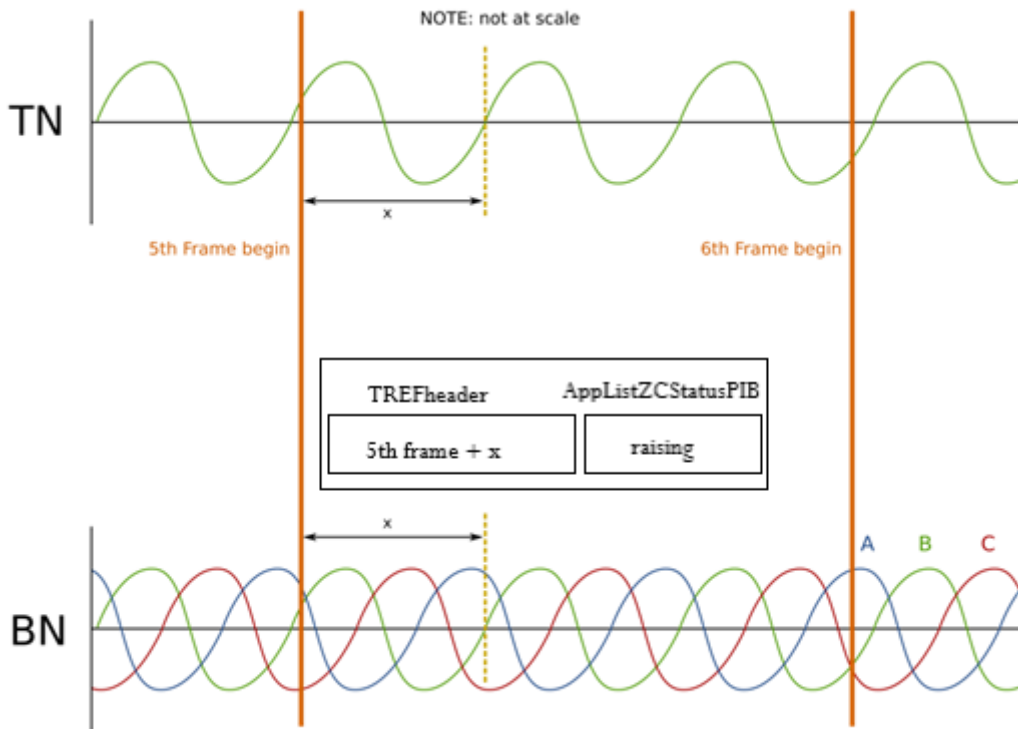


Figura 1. Comunicación de mensaje de paso por cero.

Mediante este mecanismo, el nodo base conoce la información del desfase (en tiempo o en grados) de la señal del nodo de servicio con respecto a su fase A (considerada como 0º), sabiendo que 20 ms equivalen a 360º (1 ciclo en la señal de 50 Hz). Esta información permite identificar la fase real en la que se encuentra conectado un nodo de servicio.

El nodo base almacena esta información en los datos de topología de su red de baja tensión, junto con el resto de la información relativa a cada nodo de servicio necesaria para una correcta gestión de la comunicación. Una vez disponible la información en el nodo base, esta puede ser transmitida al sistema de telegestión o de control con la periodicidad y prioridad definida por el DSO.

## Definición del protocolo

Para que el mecanismo sea válido en toda la red y en contadores inteligentes de diversos suministradores, se precisa estandarizar los mensajes de forma que se garantice la interoperabilidad entre nodos PRIME. En PRIME v1.4 se introduce la subcabecera MAC denominada 'Time Reference' (TREF en la Figura 2), que permite a los nodos intercambiar cualquier información temporal (relativa siempre al comienzo de la trama) [1].

Name	Length	Description
TREF.SEQ	5 bits	Sequence number of the MAC Frame that is used as reference time of the event to notify.
Reserved	3 bits	Always 0 for this version of the specification. Reserved for future use.
TREF.TIME	32 bits	Signed number in 10s of microseconds between the moment of the event, and the beginning of the frame. Positive for events after the beginning of the MAC frame, and negative for events before the beginning of the MAC frame. 0x80000000 is a special value that means that means that it is an invalid time reference.

Figura 2. Subcabecera Time Reference en la especificación PRIME v1.4.

Como mecanismo para solicitar la inclusión de la cabecera TREF por parte de los nodos de servicio, el nodo base ha de solicitar la lectura del atributo AppListZCStatus de la *Prime Information Base* (PIB) [1]. a dichos nodos. La respuesta a la lectura de este atributo incluye información acerca del estado de la detección de paso por cero, además de la citada cabecera TREF.

Para entregar la información al sistema, el nodo base transmite el desfase para cada uno de los nodos de servicio que tiene registrados, con respecto a su fase de cálculo o referencia en el rango de 0º a 359,99º, estando en el rango de 0º a 179,99º si la señal del nodo de servicio se encuentra adelantada con respecto al nodo base, y en el rango de 180,00º a 359,99º si la señal del nodo de servicio está retrasada con respecto a la del nodo base.

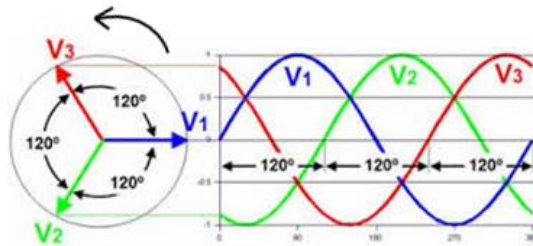


Figura 3. Criterio del sentido de las fases.

Así, por ejemplo, considerando el criterio definido y representado en la figura 3, si se considera la fase  $V_1$  de referencia en el nodo base, para un contador instalado en fase 2 ( $V_2$ ), el nodo base habrá calculado y transmitirá un desfase próximo a 240,00 grados.

## RESULTADOS OBTENIDOS

De cara a comprobar la precisión real de equipos que implementen detección de fase mediante PRIME v1.4 y antes de las pruebas en campo, se realiza una prueba funcional en entorno de laboratorio, con una red de 20 nodos. En este entorno, se comprueba el resultado con distintos conexionados eléctricos del nodo base, en monofásico en cada fase y en conexión trifásica con distintas secuencias. Tras obtener resultados con 100% de éxito, se despliegan 2 pruebas en centros de transformación de la red de i-DE.

## Prueba en el centro de transformación CT1

La prueba se ejecuta en un centro de transformación que proporciona servicio a 226 contadores inteligentes. En este centro, se dispone de datos de identificación de fase por contador, inspeccionados manualmente en campo. La primera recuperación automática de datos de fase desde el sistema PRIME identifica todos los contadores en la fase en la que se han identificado en campo, con la excepción de un contador. Sin embargo, una inspección adicional en campo demuestra que el contador ha sido

detectado en la fase correcta, y que había sido mal registrada (por un error humano de anotación) en la primera inspección manual de datos en campo.

La identificación se obtiene en tiempo real y el resultado se mantiene en sucesivas peticiones.

Es de destacar que los ángulos que traslada el nodo base se encuentran sistemáticamente en valores muy cercanos a los esperados 0°, 120° y 240° (o los respectivos inversos -ver Figura 4-). Esta circunstancia evidencia que el grado de incertidumbre para una correcta identificación es muy pequeño si consideramos que ±30° sería el valor límite para una identificación correcta.

Dir Actual Ps	Cod Meter	Tip Meter	Ind Trifásico	EUI48	Fase	Phase	Channel	FaseCentraliz	Correlación	Rotación	Comentario I.Santamaria
SOLEDAD, 20	ZIV0037230565	CN	0	40:40:22:38:17:e5	C	C 126.96°	plc1	3	C->3	0°	SOLEDAD, 20 IDENTIDAD 0° (Cabecera ABC -> Centralización 123)
	ZIV0037230566	CN	0	40:40:22:38:17:e6	B	B 249.78°	plc1	2	B->2	0°	
	ZIV0037230567	CN	0	40:40:22:38:17:e7	A	A 2.52°	plc1	1	A->1	0°	
	ZIV0037230569	CN	0	40:40:22:38:17:e9	B	B 250.14°	plc1	2	B->2	0°	
	ZIV0037160070	CN	1	40:40:22:37:04:86	A	A 3.06°	plc1	213-T	A->T	120°	
	ZIV0037230570	CN	0	40:40:22:38:17:ea	A	A 9.00°	plc1	1	A->1	0°	
	ZIV0037230563	CN	0	40:40:22:38:17:e3	B	B 246.54°	plc1	2	B->2	0°	
	ZIV0037230571	CN	0	40:40:22:38:17:eb	C	C 128.40°	plc1	3	C->3	0°	
	ZIV0037230572	CN	0	40:40:22:38:17:ec	B	B 249.24°	plc1	2	B->2	0°	
	ZIV0037230564	CN	0	40:40:22:38:17:ed	C	C 129.30°	plc1	3	C->3	0°	

Figura 4. Extracto de la hoja de resultados de la prueba en campo en CT1.

## Prueba en el centro de transformación CT2

Se realiza una nueva prueba en un centro de transformación con 107 contadores, y se repiten los resultados, confirmando la robustez y fiabilidad del mecanismo de detección (ver Figura 5). En este centro además se encuentra instalado un sistema de supervisión avanzada que permitiría hacer una doble comprobación del resultado. En este segundo caso se muestran los resultados de una segunda ronda de detección de fases, que confirma exactamente los del primer intento, con desviaciones muy pequeñas y similares en ambos casos.

Cod Contrato	Cod Meter	Ind Trifásico	Fase Centralización (Datos Campo)	MAC (DC)	Phase (AMI_Manager)	Fase	Correlación	Comentario IS	Phase (AMI_Manager) (2)	Fase (2)
0211814775	ZIV0037234061	0	1	40:40:22:38:25:8D	A 10.44°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 7.91°	A
0211936042	ZIV0037234056	0	2	40:40:22:38:25:88	B 248.58°	B	B->2	Coincidencia, CN en fase 2 = fase B en cabecera.	B 246.89°	B
0213293950	ZIV0037234057	0	1	40:40:22:38:25:89	A 7.20°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 5.75°	A
0217829910	ZIV0037234054	0	2	40:40:22:38:25:86	B 246.18°	B	B->2	Coincidencia, CN en fase 2 = fase B en cabecera.	B 244.67°	B
0214510670	ZIV0037234053	0	3	40:40:22:38:25:85	C 130.56°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 129.17°	C
0212052226	ZIV0037234055	0	2	40:40:22:38:25:87	B 248.22°	B	B->2	Coincidencia, CN en fase 2 = fase B en cabecera.	B 250.79°	B
0222663698	ZIV0037234045	0	1	40:40:22:38:25:7D	A 10.08°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 7.01°	A
0605515062	ZIV0037166475	1	3	40:40:22:37:1D:8B	C 125.16°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 121.55°	C
0211736521	ZIV0037234044	0	2	40:40:22:38:25:7C	B 250.74°	B	B->2	Coincidencia, CN en fase 2 = fase B en cabecera.	B 250.43°	B
0211788030	ZIV0037233787	0	2	40:40:22:38:24:7B	B 246.36°	B	B->2	Coincidencia, CN en fase 2 = fase B en cabecera.	B 245.21°	B
0212338894	ZIV0037234043	0	1	40:40:22:38:25:7B	A 11.52°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 9.35°	A
0163433069	ZIV0037166476	1		40:40:22:37:1D:8C	B 244.02°	B	B->	Falta dato campo.	B 244.01°	B
0220240243	ZIV0037166491	1	312	40:40:22:37:1D:9B	C 123.36°	C	C->312	Trifásico, aparentemente OK	C 124.25°	C
0228773921	ZIV0037233979	0	3	40:40:22:38:25:3B	C 129.84°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 130.61°	C
0229528867	ZIV0037233948	0	1	40:40:22:38:25:1C	A 10.26°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 9.53°	A
0229146120	ZIV0037233975	0	3	40:40:22:38:25:37	C 128.34°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 131.26°	C
0394874328	ZIV0037233980	0	2	40:40:22:38:25:3C	B 248.94°	B	B->2	Coincidencia, CN en fase 2 = fase B en cabecera.	B 248.63°	B
0230640590	ZIV0037234099	0	1	40:40:22:38:25:83	A 8.46°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 8.09°	A
0230640679	ZIV0037234098	0	3	40:40:22:38:25:82	C 126.90°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 126.65°	C
0230996530	ZIV0037233976	0	3	40:40:22:38:25:38	C 127.50°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 129.83°	C
0228743345	ZIV0037234247	0	1	40:40:22:38:26:47	A 9.36°	A	A->1	Coincidencia, CN en fase 1 = fase A en cabecera.	A 8.81°	A
0239386188	ZIV0037234246	0	3	40:40:22:38:26:46	C 130.32°	C	C->3	Coincidencia, CN en fase 3 = fase C en cabecera.	C 127.73°	C

Figura 5. Extracto de la hoja de resultados de la prueba en el CT2.

## CONCLUSIONES

Los resultados en laboratorio y en campo demuestran que el mecanismo de detección de fase es determinista (100% de exactitud en los casos medidos hasta ahora) para todos los contadores del sistema PRIME. Se concluye, por tanto, que la tecnología PLC PRIME (a diferencia de otras tecnologías no basadas en las comunicaciones por la línea eléctrica) está preparada para disponer de la identificación de la conectividad de fase de los contadores de la red, sin necesidad de realizar un procesamiento de datos intensivo en recursos de computación, o de generar tráfico de datos en la red que invalidan su funcionamiento para el propósito para el que fue diseñada.

Las siguientes fases de esta iniciativa consistirán en ampliar el número de tipos de contador de diferentes suministradores para garantizar que el mecanismo es interoperable en cualquier situación y combinación de nodos. Dado el reducido margen de error registrado en campo con respecto a las fases teóricas esperadas (de 0º, 120º y 240º), se estima mantener la precisión del sistema incluso con un amplio rango de implementaciones del detector de paso por cero, incluidas las de muy bajo coste. Por otro lado, en próximas fechas se pretende ampliar el tamaño de la prueba en campo y realizar comparativas entre la precisión de este sistema y algún otro implementado en el pasado en base a medidas indirectas.

## REFERENCIAS

[1] PRIME alliance. PRIME-Spec\_v1.4 (20210528). PRIME alliance. [www.prime-alliance.org](http://www.prime-alliance.org)