

# EL CAMINO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO ELÉCTRICO: AUTOMATIZACIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

## Introducción

El mercado eléctrico está sufriendo grandes cambios en los últimos años derivados fundamentalmente de la liberalización del sector. La voluntad de la Unión Europea y del propio Gobierno español han llevado a que el sector esté siendo sometido a grandes tensiones: fusiones, ventas de Compañías eléctricas o parte de ellas, etc. Todo ello con el objetivo de cada una de las compañías por ser competitivas en un nuevo marco del mercado eléctrico. Se han creado nuevos entes (como el Regulador del mercado) y las empresas eléctricas se han tenido que dividir en tres sectores: Generación, Distribución y Comercializadora. En consecuencia, una comercializadora puede ser abastecida por una empresa distribuidora que también tenga una comercializadora. O sea, de alguna manera, las distribuidoras deberán suministrar a sus competidores. Ello lleva a que se hayan desarrollado leyes y Reglamentos para asegurar la calidad del servicio.

Esta Calidad de Servicio pasa por tener:

- Una red de Distribución de media tensión (MT) en buenas condiciones y con pocos defectos.
- Sistemas de mantenimiento y control capaces de resolver lo antes posibles los problemas que se produzcan en la red, restableciendo cuanto antes el servicio a sus clientes.

Por tanto, para aumentar la calidad del producto Energía eléctrica, las distribuidoras de electricidad están obligadas a ampliar o implantar (si no existían) sistemas de telecon-

**Manuel Járrega**  
Schneider Electric España

trol y automatismos en su red de MT. Esta es la razón de que los sistemas de automatización y control en las redes eléctricas hayan cobrado tanta actualidad.

## Situación actual

La situación de los sistemas de telecontrol y automatización varían respecto cada una de las Compañías que operan en nuestro mercado. Históricamente los mayores esfuerzos se han llevado a cabo en las subestaciones, controlándose las redes de MT en menor medida.

El telecontrol de las subestaciones consistía fundamentalmente en los elementos:

- Puesto central (*Dispatching*) con *software* de telecontrol de las diferentes subestaciones de la red (incluyendo algunos puntos críticos de la red de MT).
- Unidades remotas en las subestaciones (RTU – *Remote Technical Unit*) para la toma de datos de las diferentes interruptores de Alta y Media Tensión. Fundamentalmente se tomaban señales digitales de cada interruptor (posición de interruptor, posición de la puesta a tierra, etc.), se ejecutaban mandos digitales (apertura y cierre) y se adquirían ciertas señales analógicas (tensiones, intensidades, potencias, etc.).

Se definieron diversos protocolos cuya meta era minimizar la información a enviar, puesto que los canales de comunicación acostumbraban a ser por radio y a baja velocidad de transmisión. Varios de estos protoco-



los han sobrevivido hasta la actualidad.

Más tarde aparecieron en las subestaciones lo que se ha llamado Sistemas de Control

Integrado. Fundamentalmente se han aprovechado las cada vez más potentes funcionalidades de los relés de protección. Estos equipos han pasado a ser comunicables y ofrecen gran cantidad de datos a la RTU, que pasa a ser un equipo concentrador de las bases de datos de los diversos relés de protección y transmisor de esta información al *Dispatching* de la Compañía.

En paralelo se vio la necesidad del telecontrol de algunos puntos de la red de MT:

- Centros de reparto. Fundamentalmente son centros donde se recibe energía de las subestaciones y se distribuye a otras líneas.
- Interruptores aéreos de la red. Estos equipos realizan una importante funcionalidad en la línea: el seccionamiento de parte de la red si hay algún defecto permanente *aguas abajo* de él.

También se han realizado experiencias de centros de transformación automatizados en las redes de MT, cuyos objetivos fundamentales son:

- Realizar conmutaciones de líneas en caso de fallo de tensión.
- Seccionamiento de líneas

Estos centros toman decisiones independientemente del operador del puesto central de la Compañía con un sistema automático de modo que

se pueda restablecer el servicio de un modo más rápido que con la intervención del operador.

En este punto se han producido diferencias entre los defensores de la utilización de automatismos locales y los que afirman que toda acción sobre la red únicamente puede ser decidida por el operador del puesto central. Ambas filosofías se han enfrentado dentro de las Compañías y normalmente se ha llegado a soluciones de síntesis: centros con automatismos comunicados con el puesto central. El operador siempre podrá supervisar las acciones establecidas por el automatismo y, en un caso límite, podrá desactivar los citados automatismos.

### Automatización y telecontrol

El objetivo de alcanzar mayor calidad en el "producto" energía eléctrica ha llevado a las Compañías a tomar la decisión de automatizar y telecontrolar en mayor medida sus redes de MT (que es donde se producen el mayor número de defectos).

Los elementos utilizados para llevar a cabo este telecontrol son las RTU en centros de reparto y centros de transformación, y las RTU en los

interruptores y detectores de paso de falta para redes subterráneas y aéreas.

### Protocolos de comunicaciones

Entre las RTU (tanto de centros de reparto y transformación como en los interruptores) y el puesto central se utilizan una serie de protocolos de comunicación:

- Radio. Es el medio más utilizado. Las velocidades de transmisión hasta la fecha utilizadas están entre 600 y 1.200 baudios aunque es de suponer que los próximos años contemplarán el uso de velocidades más elevadas, puesto que ya existen radiomódems en el mercado con velocidades de 9.600 baudios con un resultado excelente. Este es el medio físico predominante en la mayor parte de las Compañías eléctricas españolas con las RTUs de sus redes de MT y, al parecer, lo seguirá siendo en los próximos años.

- Cable telefónico dedicado. Son líneas punto a punto, generalmente en redes de distribución MT del tipo subterráneo.

- Onda portadora. Se basa en la utilización de la propia red eléctrica para el envío de la información entre la unidad remota y el centro de control. Tiene la virtud de que no se necesitan medios ajenos a la empresa para comunicarse. Esta filosofía ha sido aplicada con éxito en Unión FENOSA y exige la utilización de aparellaje eléctrico (celdas de MT, condensadores, etc.) para recoger la señal y llevarla a unos módems especialmente diseñados. La velocidad de transmisión alcanzada hasta la fecha no es muy elevada.

- GSM (*Global Special for Mobile Communications*) Existe una fuerte tendencia dentro de las Compañías eléctricas dirigida al uso de la red GSM de opera-

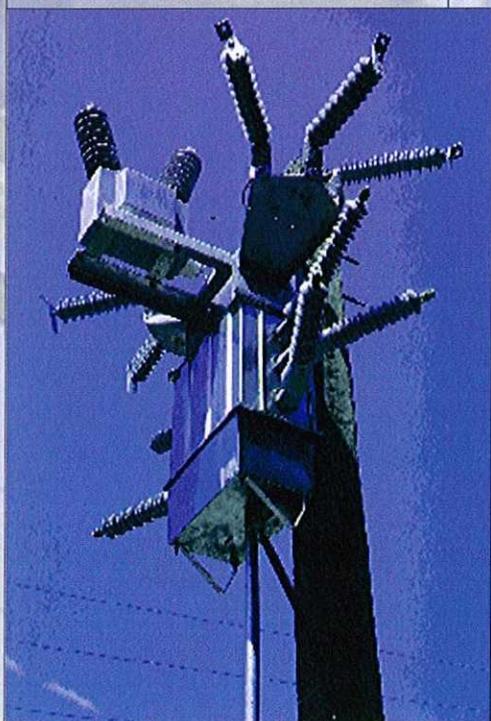
dores de telecomunicaciones. Esta solución exige poca inversión en equipos (únicamente los módems de emisión y recepción; los repetidores son propiedad de la Compañía de telecomunicaciones). Por ahora se utiliza en zonas donde hay problemas con la infraestructura de radio de la propia Compañía. El mayor inconveniente es que la red no es propiedad de la empresa eléctrica y ésta puede encontrarse en momentos de incidentes y necesidad de comunicar con la unidad remota, sin cobertura en esa zona.

Los protocolos hasta ahora utilizados nacen de diversas empresas de telecontrol de redes eléctricas que implantaron sistemas en las Compañías. Hace tiempo que estos protocolos dejaron de ser propiedad de las empresas de telecontrol y pasaron a ser propiedad de las Compañías eléctricas. Sin embargo, éstas están cada día más decididas a pasar a utilizar el protocolo estándar del **Comité Internacional IEC 60870-5-101**. Este protocolo ha pasado a ser el estándar *de facto* en Europa en el mundo del telecontrol de redes y las empresas eléctricas están avanzando cada una a su modo en su utilización.

### Unidades remotas de telecontrol

Las unidades utilizadas en las redes de MT pueden ser:

- De tarjetas múltiples en los centros de transformación y de reparto. Es un chasis con varias tarjetas de entradas/salidas tanto digitales como analógicas. Existe, además, una fuente de alimentación, una tarjeta controladora y, en esta última o en otra tarjeta, la electrónica con el protocolo de comunicaciones. El *módem* puede estar integrado en la propia unidad (una parte de la tarjeta con protocolo) o ser un módem externo. Todo el conjunto es alimentado por una batería con su cargador que, además, alimentará el elemento físico de comunicaciones (radio, cable telefónico, etc.).



Interruptor aéreo PM6 de Schneider.

- Monotarjeta. Es una tarjeta única que contiene el chip controlador, memoria, protocolo y algunas entradas y salidas digitales (en algún caso también hay unas pocas entradas analógicas). Esta es la típica unidad remota que se instala en el interior del armario de control de los interruptores, donde no hay necesidad de muchas entradas/salidas pero sí es preciso que la unidad remota sea de tamaño reducido.

En el caso de las unidades de tarjetas múltiples, éstas pueden llevar incorporados ciertos automatismos de conmutación de redes, además de automatismos de seccionamiento de las redes en defecto.

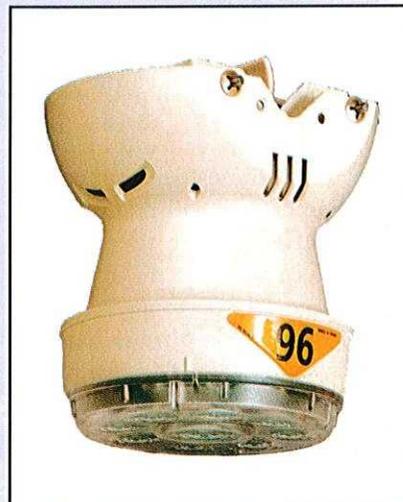
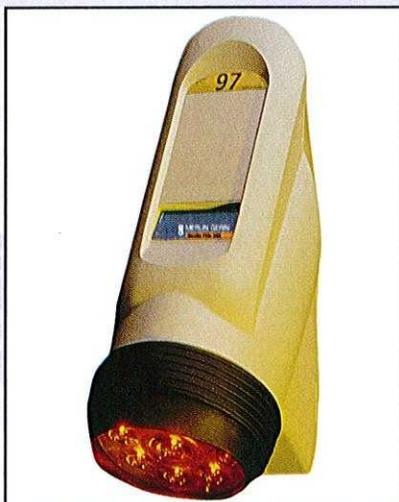
Hay también unidades con formato de armario comprendiendo todo lo necesario para controlar el centro de transformación:

- Cargador con baterías.
- CPU. (Control Process Unit)
- Tarjetas de control de interruptores.
- Tarjeta de comunicaciones.
- Detección de paso de falta.

Electrónica integrada para detectar cortocircuitos que pasen por los interruptores supervisados. Esta detección se aprovecha también para medir la intensidad de carga que pasa por ese interruptor y transmitirla como información al centro de control.



RTU T200I de cuatro interruptores para centros de transformación de Schneider.



Detectores de paso de falta para líneas aéreas. De izquierda a derecha: Flite 210 sobre poste y Flite 110 instalación sobre cable.

La idea es ofrecer un equipo muy compacto "plug&play" para realizar muy rápidamente el telecontrol de los interruptores y centros de transformación y reparto.

### Detectores de paso de falta

Estos elementos realizan la función de detección de paso de una falta entre fases o a tierra y su señalización, bien a través de una luz, por un contacto o por comunicaciones. Su función es muy importante en la automatización por ser los elementos capaces de decir al sistema de automatización por dónde ha pasado un defecto que ha provocado el disparo del interruptor automático en la subestación. De este modo el operador del SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) central puede decidir qué seccionadores deberán abrirse para aislar el segmento con defecto. También es necesario para realizar automatismos de tipo seccionalizador, ya que permite contar cuántos defectos han pasado por el seccionalizador antes de decidir su apertura.

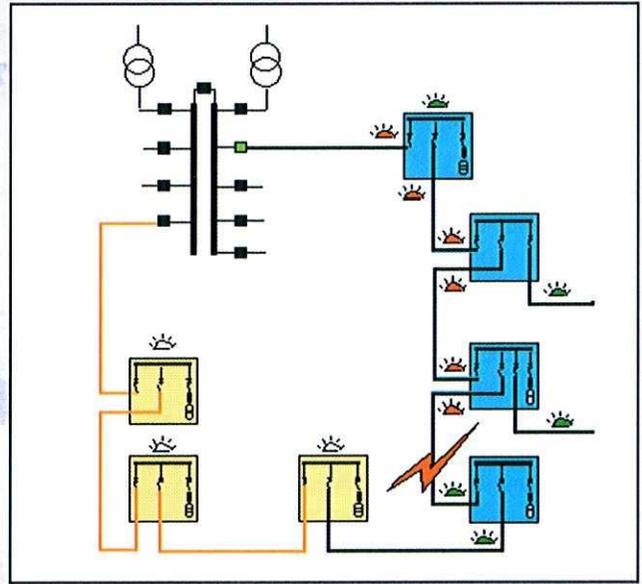
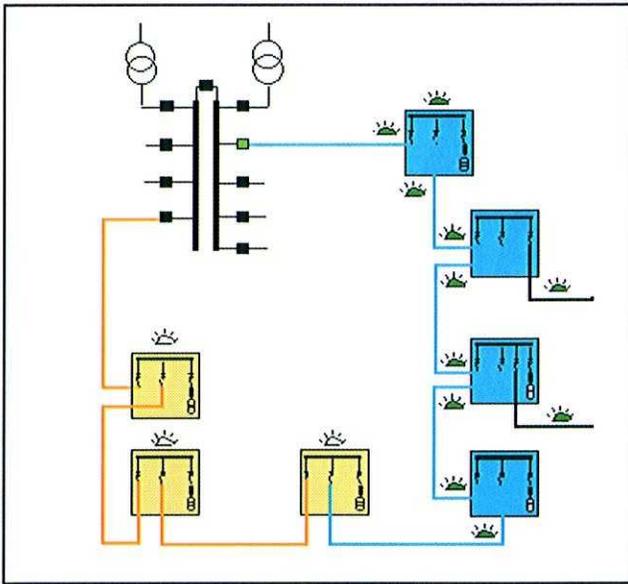
Hay fundamentalmente dos tipos de detectores:

- Para líneas aéreas. Pueden instalarse en el propio cable de MT o en la torre. También pueden ir incluidos en la electrónica de la Unidad remota de un interruptor aéreo (como ya hemos mencionado).

- Para líneas subterráneas con cable. Realizan la captación de los defectos a través de transformadores de intensidad (para los defectos entre fases) y toros homopolares (para los defectos entre fase y tierra).

En líneas aéreas se utilizan equipos que van instalados en el propio cable de MT. Se coloca uno por fase y en el momento que detectan un defecto de fase (subida de la intensidad que circula por esa fase) o entre fase y tierra, lo señala habitualmente con una luz alimentada por batería. Ello permite a la brigada de mantenimiento ver físicamente por dónde ha pasado el defecto. Estos equipos son sencillos de instalar y de bajo precio. Se están estudiando soluciones que incluyan comunicaciones en estos equipos (vía radio) hacia una unidad remota concentradora.

Otros equipos usados en líneas aéreas son detectores instalados en la torre de MT en un punto equipotencial del campo magnético inducido por las tres fases. Si se produce una variación del campo magnético en ese punto, podemos decir que tenemos un defecto en la red (puede ser un defecto entre fases o entre fase y tierra). La señalización es también luminosa y se estudian soluciones con comunicación incorporada, concretamente a través de módems GSM (Global Special for Mobile Communi-



cations) y envío de mensajes SMS (Short Message System).

En equipos interruptores aéreos de seccionamiento se incorporan en el armario de control del interruptor la detección de defecto, realizada a través de transformadores de intensidad instalados en el poste de la línea. Con esta detección y una señal de presencia de tensión, el armario puede realizar un automatismo seccionador. Este automatismo siempre debe estar configurado de tal modo que haya coordinación con el reenganchador de la subestación. Este reenganchador es un automatismo normalmente incorporado en los relés de protección de las salidas de las subestaciones. En el momento en que el interruptor automático de la subestación dispara, su automatismo reenganchador trata de realizar una reconexión rápida, ya que el defecto puede haber sido causado por una rama de árbol, un pájaro, etc. y estos defectos son de tipo fugaz y desaparecen en un tiempo corto. Si el interruptor automático vuelve a disparar, el automatismo habrá visto pasar dos defectos (el que inicialmente disparó el interruptor y el del primer intento de reenganche). A partir de este punto podemos configurar que el automatismo de seccionamiento abra el interruptor en ese momento, o en el siguiente reintento de reenganche. Los reenganchadores pueden ser con-

figurados para que realicen de uno a cuatro reintentos de reconexión. El automatismo seccionador abrirá tras el número de reintentos de reconexión del reenganchador menos uno, de tal modo que en el último reintento el interruptor aéreo ya haya abierto, aislando la línea en defecto, y tenga éxito la reconexión. La apertura del interruptor se realizará siempre sin tensión en la línea, en el intervalo entre reintentos de reconexión.

En líneas subterráneas los equipos están conectados a tres transformadores de intensidad (uno por fase) para vigilar los defectos entre fases. En el caso de redes con neutro impedante, este sistema es normalmente suficiente para localizar fallos fase-tierra por suma de intensidades. Sin embargo, en redes de neutro aislado es necesario utilizar toros homopolares para la detección de defectos a tierra debido a su pequeño valor (el método de suma de intensidades tiene demasiado error). La señalización se realiza con luz y por contactos secos. Estos contactos se cablean a una RTU en el propio centro de transformación para que reporte el defecto al SCADA central. Hay RTUs en el mercado que, en su propia electrónica, pueden incorporar incluso la detección del defecto.

En las dos figuras anteriores se aprecian claramente las ventajas de instalar detectores de defecto en una

red MT telecontrolada con un SCADA central. En el momento que se produce un defecto, los detectores que lo ven pasar envían esta información al SCADA y éste la visualiza, siendo muy sencillo para el operador ver cuál es el segmento en defecto, aislarlo y reanudar el servicio.

### Conclusión

En estos momentos se están dando diversos factores que están impulsando fuertemente la automatización de la red eléctrica de MT (liberalización, presión de los Organismos públicos ante los últimos grandes apagones, elevación de la demanda eléctrica, etc.). Por otro lado, cada día la red de MT se está haciendo más extensa y compleja. Todo ello lleva a que en los próximos años las empresas eléctricas deban adoptar grandes esfuerzos en ampliar y mejorar el telecontrol de sus redes. Ésta necesidad ya ha sido asumida y en estos momentos se está produciendo la sustitución de gran parte de los Puestos de mando centrales de las Compañías, instalación de nuevas unidades remotas, más interruptores aéreos, aumento en el interés por los detectores de paso de falta, etc. Esta es la única opción para dar mayor calidad a un producto cada día más necesario en nuestra vida cotidiana: el Producto energía eléctrica. ■