

ABB

1|10

La revista técnica  
corporativa  
del Grupo ABB

# revista

---

**Energía para un desarrollo sostenible 6**

Conexión de la generación marina 20

**Aparamenta: el molde perfecto 57**

Los colores de la intuición 79

---

## Redes inteligentes



Power and productivity  
for a better world™





Las luces de la ciudad que adornan la portada de este número de la *Revista ABB* ilustran hasta qué punto la humanidad depende de la electricidad. La luz eléctrica es probablemente el signo más visible de la actividad humana cuando nuestro planeta se ve desde el espacio. La electricidad está presente en prácticamente todos los aspectos de la actividad económica. La cadena de suministro del futuro, que va desde la generación hasta el consumo, debe afrontar estos cuatro desafíos: capacidad, fiabilidad, eficiencia y sostenibilidad. Estos cuatro aspectos son fundamentales en el concepto de redes inteligentes de ABB.

# Redes inteligentes

- 6 **Electricidad inteligente**  
Energía eficiente para un mundo sostenible
- 10 **El siguiente nivel de evolución**  
Las tecnologías de redes inteligentes son la clave para suministrar al mundo electricidad de alta calidad, limpia, fiable y sostenible

# Integración de las fuentes renovables

- 16 **Fuerza para cambiar**  
Estabilización de las redes e incorporación de las fuentes renovables con PCS 6000 STATCOM
- 20 **Enlaces sostenibles**  
HVDC es un actor decisivo en la evolución de una red más inteligente
- 24 **Almacenar para estabilizar**  
La próxima generación de FACTS

# Explotación y control

- 27 **La inteligencia al mando**  
Las nuevas innovaciones integradas SCADA/DMS ponen en manos de las compañías explotadoras de redes más funciones de análisis y control.
- 33 **Conectada**  
El sistema nervioso de la red inteligente
- 38 **Cerrar el bucle**  
Los sistemas inteligentes de gestión de la distribución están ayudando a ofrecer servicios más eficientes y fiables
- 44 **Trabajo en equipo inteligente**  
Colaboraciones con prestigiosas instituciones de investigación están ayudando a ABB a afrontar los retos de la red eléctrica del futuro

# Equipos y fiabilidad

- 49 **Garantizar el suministro**  
Atenuación de las caídas de tensión en las grandes redes urbanas con el sistema SVC
- 57 **Interruptores que superan lo esperado**  
El polo PT1 establece una nueva referencia en la tecnología de interruptores de vacío
- 63 **En forma a los 50**  
Mantener durante más tiempo en buen uso los transformadores antiguos con ABB TrafoAsset Management™ – Servicios Preventivos

# Consumo y eficiencia

- 70 **Un tesoro oculto**  
Los datos de accionamientos son un tesoro descubierto de información oculta que puede ayudar a las industrias a solucionar problemas antes de que se produzcan
- 76 **Contadores inteligentes**  
La caja del contador como centro de medición y comunicaciones
- 79 **Los colores de la intuición**  
Soluciones para el control innovador de edificios e interiores ganan el prestigioso premio “punto rojo”

# Redes inteligentes



## Estimado lector:

En la lista de países que muestran un fuerte crecimiento económico, está claro que China ocupa un lugar destacado. Esta cultura que se remonta en la historia a miles de años, con su extraordinaria tradición de invenciones que han influido en la tecnología mundial, se ha convertido en muy poco tiempo en una economía pujante. Volviendo la mirada a las últimas décadas después de su apertura al mundo exterior, parece como si el dragón, que, al contrario que en la mitología occidental es en China un símbolo de buena suerte y potencia creativa, hubiera empezado a volar y ahora inspirara al país entero e incluso a esa parte del mundo para que crezca.

ABB es el mayor grupo tecnológico en los campos de la electrotecnia y la automatización, y está capacitado para suministrar los productos, sistemas y servicios que la economía mundial precisa con urgencia. Dondequiera que se necesite energía eléctrica y en cualquier lugar donde la producción industrial deba ser extremadamente eficiente, ABB ofrece las soluciones necesarias y satisface de forma óptima las demandas de sus clientes en todo el mundo. Las tecnologías de ABB, utilizadas por sus numerosos clientes de China, ayudan al dragón chino a bailar con un hermoso ritmo.

En ABB sentimos que estamos bailando con el dragón, porque China, con su enorme y acuciante necesidad de energía eléctrica y de una infraestructura de producción de gran eficiencia, puede, como muchos otros países del mundo, aprovecharse de la larga experiencia de ABB. Hace ya 101 años, ABB ayudaba a la industria china suministrando calderas. En la actualidad, China es uno de los principales socios comerciales de ABB.

ABB, activa en más de 100 países de todo el mundo, tiene una enorme cartera de tecnologías muy adecuadas para los retos tecnológicos a los que se enfrenta China. Sin embargo, los productos y sistemas desarrollados por ABB en China contribuyen también a crear soluciones técnicas para otros países. La necesidad de transportar electricidad con bajas pérdidas en China a lo largo de miles de kilómetros requiere

nuevos planteamientos. Las tecnologías desarrolladas con este fin también serán útiles en sistemas de transporte de Europa o EE UU, donde la reducción de las pérdidas es prioritaria. Las aplicaciones robóticas desarrolladas para necesidades específicas de producción en China pronto podrán verse también en otras fábricas de todo el mundo.

Esta transferencia bidireccional de tecnología es la base de la asociación en la que se basa el baile con el dragón. Con este Informe especial de la Revista ABB queremos darles una idea de las tecnologías que ABB puede ofrecer a sus clientes chinos y demostrar las aplicaciones que estamos poniendo en práctica con éxito en China casi todos los días. También queremos mostrarles cómo nuestro centro de investigación de China y los ingenieros de nuestras factorías chinas contribuyen junto con sus clientes al crecimiento espectacular de la capacidad tecnológica de este enorme país, una capacidad que irradia a todo el mundo.

En la lista de países que muestran un fuerte crecimiento económico, está claro que China ocupa un lugar destacado. Esta cultura que se remonta en la historia a miles de años, con su extraordinaria tradición de invenciones que han influido en la tecnología mundial, se ha convertido en muy poco tiempo en una economía pujante. Volviendo la mirada a las últimas décadas después de su apertura al mundo exterior, parece como si el dragón, que, al contrario que en la mitología occidental, es en China un símbolo de buena suerte y potencia creativa, hubiera empezado a volar y ahora inspirara al país entero e incluso a esa parte del mundo para que crezca.

Que disfrute de la lectura.

**Peter Terwiesch**  
Director general de tecnología  
ABB Ltd.

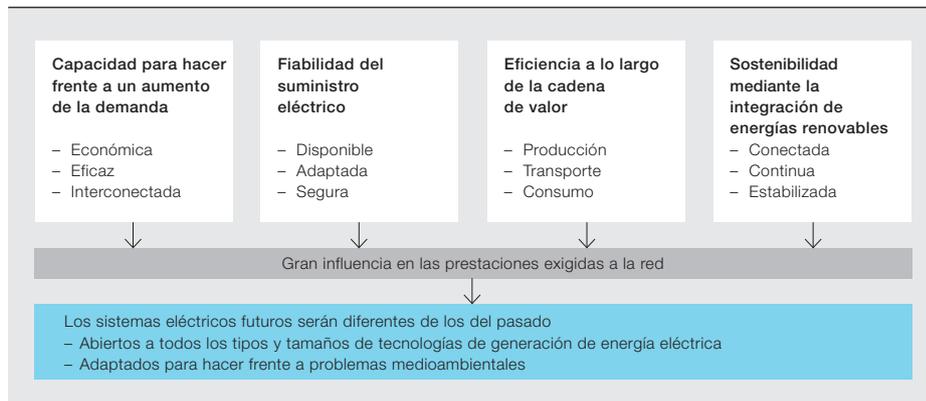




# Electricidad inteligente

Energía eficiente para un mundo sostenible

BRICE KOCH, BAZMI HUSAIN – La electricidad es la forma más versátil de energía utilizada en el mundo. La infraestructura necesaria para generar, transportar, distribuir y consumir electricidad fue concebida y diseñada hace más de cien años, y ABB ha estado a la vanguardia de las innovaciones tecnológicas de la infraestructura eléctrica desde el principio. Estas infraestructuras han prestado un buen servicio y han contribuido sustancialmente a la industrialización y el crecimiento económico del mundo en las últimas décadas. No hay prácticamente ningún proceso industrial ni ninguna aplicación en la vida cotidiana que no use electricidad. La demanda de electricidad crece en todo el mundo más deprisa que la de otras formas de energía, sobre todo en los países que experimentan una industrialización rápida, como China y la India. Al mismo tiempo, la creciente digitalización de las economías impone exigencias más elevadas en cuanto a la fiabilidad del suministro eléctrico, ya que incluso cortes momentáneos provocan enormes pérdidas económicas.



Es un hecho irrefutable que más del 40 por ciento de la oferta eléctrica del mundo procede del carbón, por lo que la generación de electricidad es el factor que más contribuye a las emisiones de CO<sub>2</sub> y el que más deprecia sigue creciendo. Esto, combinado con la cada vez mayor necesidad de electricidad, está impulsando un cambio fundamental y prometedor en el sector eléctrico.

Para afrontar con éxito las dificultades hacen falta soluciones nuevas en toda la cadena de valor eléctrica: hay que incrementar la generación, pero al mismo tiempo contribuir menos a las emisiones de gases con efecto invernadero. El transporte, la distribución y el consumo de energía eléctrica deben ser más eficientes.

En la actualidad, la generación, el transporte y el uso de la energía eléctrica no son suficientemente eficientes. Las ineficiencias de la cadena de valor son responsables de aproximadamente el 80 por ciento de las pérdidas que se producen desde la fuente primaria de energía hasta el consumo útil de electricidad.

Aunque la tasa de crecimiento de la generación de energía renovable es elevada, la contribución de este tipo de energía a la combinación energética total es aún muy pequeña. La energía renovable, especialmente la que surge de fuentes intermitentes y variables (como la eólica y solar), plantea

nuevas complicaciones. La disponibilidad no es la menos importante, y subraya la necesidad del almacenamiento de la energía, así como de sistemas para coordinar las fuentes disponibles de generación con los sumideros de consumo. Para integrar la creciente generación procedente de fuentes renovables y, al mismo tiempo, mejorar de manera sustancial la eficiencia en toda la cadena de valor, se necesitan cambios enormes en la totalidad del sistema eléctrico y en su estructuración y explotación. Este futuro sistema en evolución se ha denominado “red inteligente”.

### Redes inteligentes

El diseño del futuro sistema eléctrico (o red inteligente) debe cumplir cuatro importantes exigencias de la sociedad global:

- Capacidad
- Fiabilidad
- Eficiencia
- Sostenibilidad

### Capacidad

Salvo que intervengan medidas sociales que limiten el crecimiento del consumo de energía eléctrica, se espera que éste aumente en el futuro de manera sustancial. Si se cumplen las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, durante los próximos 20 años habrá que añadir cada semana una central eléctrica de 1 GW y la infraestructura de red correspondiente. El futuro sistema eléctrico deberá hacer frente a este aumento de la capacidad de forma económica.

### Fiabilidad

Cuanto mayor sea la cantidad de electricidad transportada, más cerca de su límite de estabilidad funcionará el sistema. Pero los apagones, e incluso las más mínimas perturbaciones, son cada vez más inaceptables. La fiabilidad del sistema eléctrico ha sido siempre una prioridad para los ingenieros y

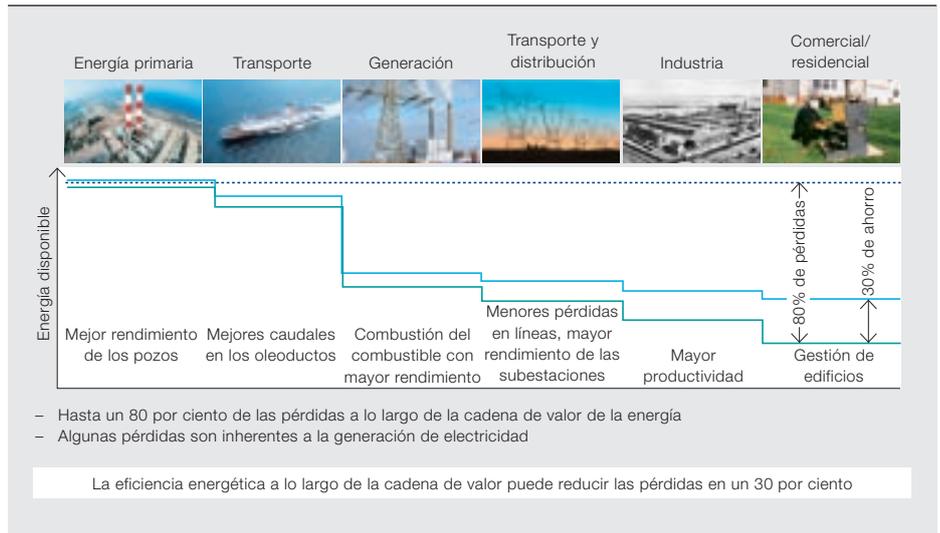
En la actualidad, más del 40 por ciento del suministro eléctrico del mundo procede del carbón, por lo que la generación es el factor que más contribuye a las emisiones de CO<sub>2</sub> y el que más deprecia crece.

ha mejorado radicalmente en las últimas décadas. Sin embargo, los cortes de electricidad siguen siendo un riesgo real. Hechos muy graves, como los apagones masivos en cadena que pueden dejar a todo un país sin suministro eléctrico, son sólo la punta del iceberg. Es el gran número de perturbaciones breves lo que contribuye a causar grandes pérdidas económicas. Un estudio reciente realizado para Estados Unidos reveló que los sistemas eléctricos poco fiables cuestan 80.000 millones de dólares [1] al año.

Un suministro eléctrico más fiable no sólo favorece la economía y aumenta la calidad de vida, sino que también influye positivamente en el cambio climático. Si un sistema eléctrico maneja de forma segura las perturbaciones de la red y las estabiliza, necesitará menos centrales de reserva. Esto significa menos emisiones.

### Eficiencia energética

Los estudios de la Agencia Internacional de la Energía indican que, en los próximos 20 años, el uso más eficiente de la energía



## Un suministro eléctrico más fiable no sólo favorece la economía y aumenta la calidad de vida, sino que también influye positivamente en el cambio climático.

ofrece un potencial para frenar las emisiones de CO<sub>2</sub> mayor que todas las demás opciones juntas [2].

Pero de los 119.000 millones de dólares que el sector financiero invirtió en energía limpia en todo el mundo en 2008, sólo se dedicaron 1.800 a mejorar la eficiencia energética, según un estudio realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y New Energy Finance [3].

La renuencia a invertir en eficiencia energética es sorprendente. Las inversiones se suelen recuperar en forma de ahorro en los costes de la energía en menos de dos años, y en otras circunstancias las empresas se apresurarían a aprovecharse de tales expectativas de ganancias rápidas. Un importante obstáculo es la falta de información en hogares, empresas e instituciones públicas sobre equipos de uso eficiente de la energía. La variedad de opciones disponibles viene a complicar la situación.

También se considera un obstáculo la falta de incentivos. ¿Por qué debe invertir un propietario en eficiencia energética si los beneficios se los va a llevar el inquilino? ¿Por qué debe un jefe de compras dedicar una parte mayor de su presupuesto a equipos eficientes si todo el ahorro irá al departamento que paga la electricidad?

Además, las soluciones eficientes en términos energéticos no suelen ser muy seductoras, y muchas tienen nombres oscuros. Los accionamientos de velocidad variable, que aumentan la eficiencia de los motores eléctricos, se ocultan en sencillas cajas metálicas que hacen olvidar que ofrecen un potencial de ahorro de energía mucho ma-

yor que las tan alabadas bombillas fluorescentes compactas. Sólo con los sistemas de accionamiento instalados por ABB se ahorran nada menos que 170 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub> al año en todo el mundo. Esto corresponde al 20 por ciento de todas las emisiones que se generan en Alemania.

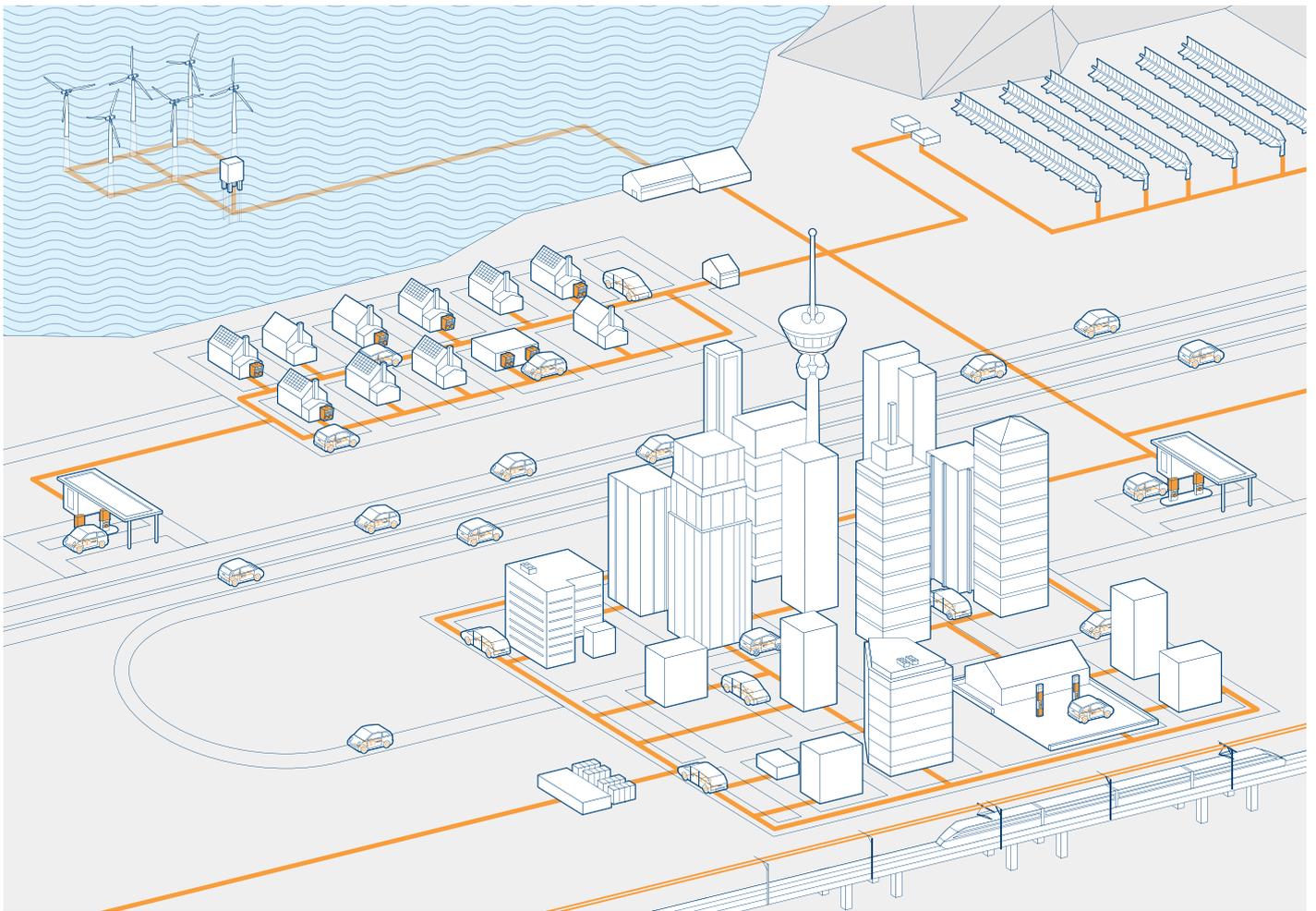
La Unión Europea dio un importante paso adelante en junio de 2009 cuando estableció normas de eficiencia para la mayoría de los motores eléctricos utilizados en aplicaciones industriales. La iniciativa pasó prácticamente inadvertida, aunque está previsto un ahorro de 135.000 millones de kilowatios/hora al año en 2020. Este ahorro es tres veces mayor que el que se espera obtener con la eliminación progresiva de las bombillas incandescentes en la región europea y supera el consumo eléctrico total de Suecia (que en 2007 ascendió a 132.000 millones de kilowatios/hora).

### Sostenibilidad

La generación de electricidad solar, eólica, undimotriz y geotérmica es sin duda una poderosa forma de evitar emisiones de CO<sub>2</sub>. Se tiene la esperanza de que, gracias a mejores tecnologías, a la mayor eficiencia de la conversión y a una reducción sustancial de los costes de producción, aumente la contribución de dichas fuentes a la futura combinación energética.

La energía hidroeléctrica es la fuente tradicional de energía eléctrica sin emisiones de CO<sub>2</sub> y, según la AIE, esto seguirá siendo así en los próximos 20 años.

Generar electricidad de este modo es una tarea; la otra igual de importante es conec-



tarla a la red eléctrica. Para transportar la electricidad desde las centrales hidroeléctricas hasta los centros de consumo hay que salvar distancias enormes. En China, por ejemplo, se transportan cantidades masivas de electricidad a más de 2.000 km con pocas pérdidas.

Los generadores eólicos de funcionamiento intermitente plantean un problema distinto de estabilidad de la red y de necesidad de disponer de más reservas, pero también necesitan una tecnología adecuada para conectarlos desde su posición alejada mar adentro. El almacenamiento de energía ayudará en última instancia a superar los problemas de intermitencia, y la tecnología de cables HVDC es la manera de cruzar el mar.

Sin embargo, es el consumidor final, que decide cuánta energía quiere consumir y de qué forma, quien tiene la última palabra. Con los actuales costes de la energía y la diferencia entre tarifas altas y bajas, los incentivos para ahorrar energía o usarla en horario de tarifa reducida son limitados. La tecnología podría ofrecer una mayor transparencia con relación al consumo en cualquier momento y el coste asociado para el consumidor. La relación demanda-respues-

ta resultante entre generadores y consumidores contribuye también a la reducción de la reserva de generación necesaria.

ABB cuenta con una cartera completa de productos, sistemas y servicios para mejorar y desarrollar aún más el sistema eléctrico. Los sistemas de control de áreas extensas, sistemas flexibles de transporte de CA, control de subestaciones, sistemas de HVDC, conexiones de cables, control de la distribución y sistemas de baja tensión se ocupan de la red. Los sistemas de accionamiento, los dispositivos eficaces y la aplicación generalizada de tecnologías de control de procesos ayudan a aumentar la eficiencia en aplicaciones industriales y comerciales. La automatización y el control es otro ámbito con potencial de ahorro de energía atendido por ABB. En muchos lugares del mundo se usan los contadores de ABB y la tecnología de comunicación conectada que facilita las interacciones entre demanda y respuesta y el software para gestionar los mercados de energía.

ABB se compromete a continuar con el desarrollo de la electricidad inteligente para proporcionar energía eficiente a un mundo sostenible.

**Brice Koch**

Vicepresidente ejecutivo y miembro del Comité Ejecutivo del Grupo  
 Jefe de soluciones de mercados y clientes  
 ABB Asea Brown Boveri Ltd.  
 Zurich, Suiza  
 brice.koch@ch.abb.com

**Bazmi Husain**

Jefe de la Iniciativa de red inteligente de ABB  
 ABB Asea Brown Boveri Ltd.  
 Zurich, Suiza  
 bazmi.husain@ch.abb.com

**Referencias**

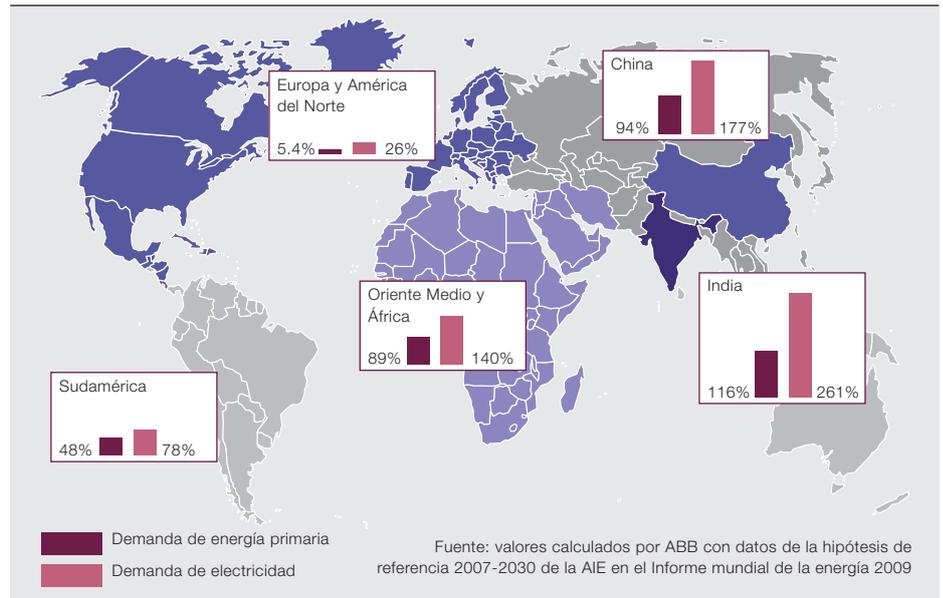
- [1] Lawrence Berkeley National Laboratory (11 de febrero de 2005). Berkeley lab study estimates \$80 billion annual cost of power interruptions.
- [2] International Energy Agency World Energy Outlook 2008 edition.
- [3] UNEP and Global Energy Finance (julio de 2009). Global trends in sustainable energy investment 2009.



# El siguiente nivel de evolución

Las tecnologías de redes inteligentes son la clave para suministrar al mundo electricidad de alta calidad, limpia, fiable y sostenible

ENRIQUE SANTACANA, BAZMI HUSAIN, FRIEDRICH PINNEKAMP, PER HALVARSSON, GARY RACKLIFFE, LE TANG, XIAOMING FENG – Las redes eléctricas son infraestructuras críticas en todas las sociedades modernas. Sin embargo, muchas están envejeciendo y se ven zarandeadas por situaciones y dificultades de explotación que no se habían previsto cuando la mayoría de las redes se desarrollaron hace muchas décadas. Estas redes deben transformarse ahora en redes inteligentes para responder a los desafíos que afrontan los países desarrollados y en desarrollo, como la demanda creciente de electricidad, la necesidad de aumentar la eficiencia en la conversión, la entrega y el consumo de la energía, el suministro de electricidad de alta calidad y la integración de recursos renovables para el desarrollo sostenible. El término “red inteligente” se ha utilizado con frecuencia en los últimos años en el sector de la energía eléctrica para describir la versión digitalizada de la actual red eléctrica. Se pueden conseguir redes inteligentes con la aplicación de tecnologías existentes y emergentes. Pero esto llevará tiempo y habrá que superar muchas dificultades técnicas y no técnicas, como reglamentos, seguridad, privacidad y derechos de los consumidores.



En la Convención de la Asociación Nacional de Gobernadores de Estados Unidos en febrero de 2009, el CEO de una importante compañía eléctrica comenzó su intervención confesando que no sabía realmente qué significaba el término “red inteligente”<sup>1</sup> [1]. Por llamativo que resulte, es posible que esta confesión haya supuesto un alivio para muchos ingenieros que sentían lo mismo en secreto.

La definición de red inteligente depende del lugar del mundo en el que uno se encuentre. En Estados Unidos, por ejemplo, suelen citarse los siguientes atributos como necesarios para definir una red inteligente [2–6]:

- Autorreparación tras perturbaciones eléctricas.
- Posibilidad de participación activa de los consumidores en la respuesta a la demanda.
- Elasticidad ante ataques materiales y cibernéticos.
- Suministro de electricidad de calidad para responder a las necesidades del siglo XXI.
- Admisión de todas las opciones de generación y almacenamiento.
- Capacidad para nuevos productos, servicios y mercados.
- Optimización del aprovechamiento de activos y la eficiencia operativa.

Según un informe de la Comisión Europea [7], la red inteligente en Europa se describe con estas características:

- Flexible: satisface las necesidades de los clientes y responde a los cambios y desafíos futuros.
- Accesible: permite el acceso a las conexiones a todos los usuarios de la red. En particular, la red inteligente debe permitir el acceso a fuentes de energía renovables y la generación local de alta eficiencia sin emisiones de dióxido de carbono o con emisiones reducidas.
- Fiable: es segura y garantiza la calidad del suministro. Debe responder a las demandas de la era digital y responder de manera elástica a los peligros y las incertidumbres.
- Económica: proporciona el mejor valor posible gracias a la innovación, la gestión eficiente de la energía y la igualdad en términos de competencia y reglamentos.

China, una de las economías con más demanda de energía del planeta, también está desarrollando el concepto de red inteligente. Según una memoria publicada por la Colaboración conjunta entre EE.UU. y China sobre energía limpia (JUCCCE) en diciembre de 2007, “el término red inteligente se utiliza para describir un sistema de distribución y transporte de electricidad que incorpora elementos de ingeniería electro-técnica tradicional y de vanguardia, tecnologías sofisticadas de detección y control, tecnologías de la información y la comunicación para sostener un mejor rendimiento de la red y una gama amplia de servicios añadidos para los consumidores. Una red inteligente no se define por las tecnologías que incorpora, sino que por lo que puede hacer” [8].

### La necesidad de redes inteligentes

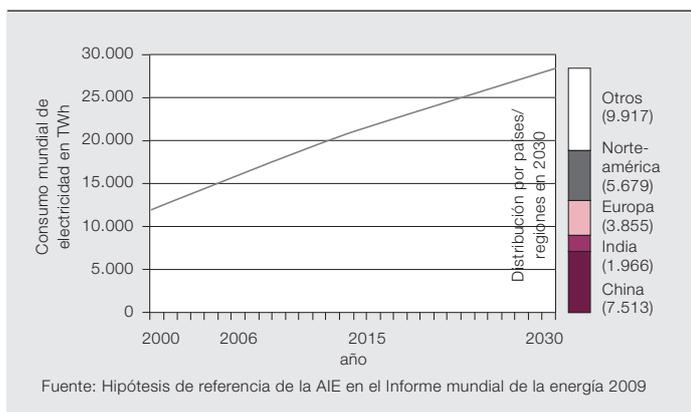
La electricidad es la forma de energía más versátil y usada del mundo. Más de cinco mil millones de personas en todo el mundo tienen acceso a la energía eléctrica, y la cifra va en aumento. El nivel de consumo eléctrico, la fiabilidad y la calidad han estado estrechamente vinculados al nivel de desarrollo económico de un país o región. Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda mundial de electricidad crece a una velocidad dos veces mayor que la de energía primaria → 1, y la tasa de crecimiento máxima se registra en Asia → 2. Responder a este aumento de la demanda significa añadir una central eléctrica de 1 GW y toda la infraestructura correspondiente cada semana durante los próximos 20 años.

Al mismo tiempo, una sociedad cada vez más digitalizada exige electricidad de gran calidad y fiabilidad. En pocas palabras, la falta de fiabilidad puede provocar pérdidas económicas gigantescas. Para ilustrar este punto, un informe del Berkley National Laboratory de 2005 afirmaba que en Estados Unidos el coste anual estimado de las perturbaciones en el sistema era de 80.000 millones de dólares estadounidenses, la mayor parte del cual (52.000 millones de dólares) se debía a breves cortes momentáneos. La cifra registrada de perturbaciones desde 2002 hasta mediados de 2008 se muestra en → 3. Además, las amenazas

#### Nota a pie de página

<sup>1</sup> A veces en lugar del término “red inteligente” se utilizan los términos “red moderna” y “red futura”.

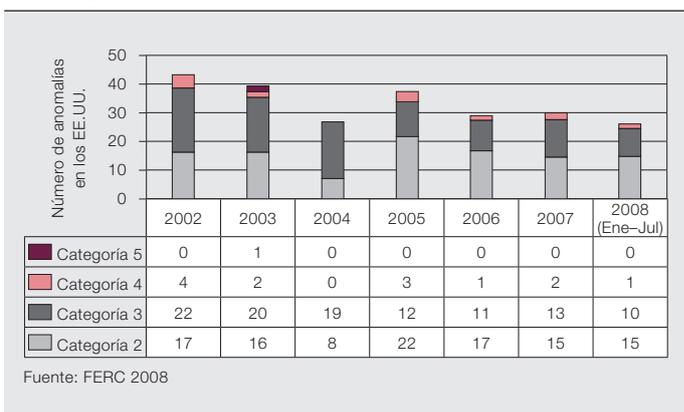
## 2 Consumo de electricidad regional y mundial



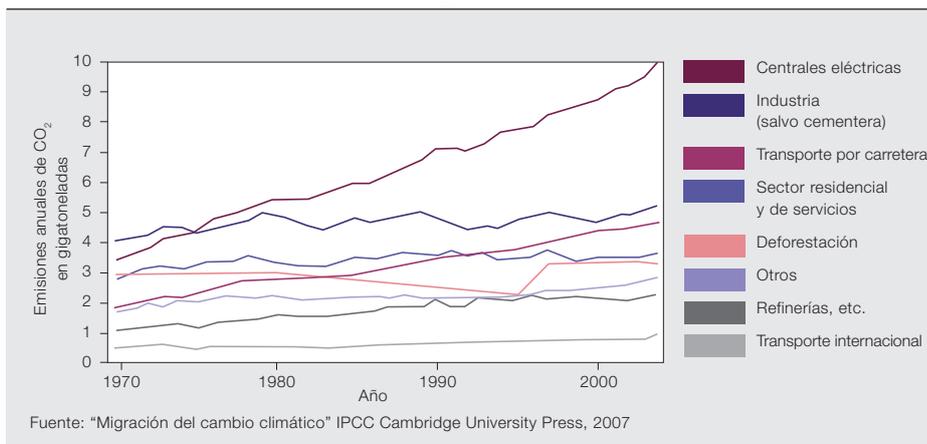
de ataques terroristas a activos físicos o cibernéticos de las redes aumentan también la necesidad de redes eléctricas más resilientes y capaces de autorregeneración. El impacto en el medio ambiente es otro importante motivo de preocupación. El CO<sub>2</sub> es responsable del 80 por ciento de las consecuencias que provocan los gases con efecto invernadero, y la generación de energía eléctrica es la mayor fuente de emisiones de CO<sub>2</sub>. La tendencia de crecimiento de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> (en gigatoneladas) correspondientes a las centrales eléctricas en comparación con otras fuentes se indica en → 4. Es tremendo saber que las centrales eléctricas tradicionales son responsables del 40 por ciento de dichas emisiones de CO<sub>2</sub>. Para reducir la huella de carbono a la vez que se satisface la necesidad mundial de más energía eléctrica, se necesitarán energía renovable, respuesta a la demanda, eficiencia y conservación. Sin embargo, la creciente penetración de la energía renovable plantea sus propios desafíos; por ejemplo, no sólo aumenta la incertidumbre en el suministro, sino que las localizaciones geográficas remotas de los parques eólicos y las fuentes de energía solar sobrecargan las infraestructuras existentes aún más.

Estos nuevos requisitos sólo pueden satisfacerse transformando las redes existentes, que –en la mayoría de los casos– se desarrollaron hace muchas décadas y vienen mostrando signos de envejecimiento dadas estas exigentes circunstancias. Cada vez es mayor el consenso y el reconocimiento dentro del sector y entre muchos gobiernos nacionales de que la tecnología de red inteligente es la respuesta a estos desafíos. Esta tendencia queda demostrada con la asignación, hacia finales de 2009, de más de 4.000 millones de dólares por parte del Gobierno de los Estados Unidos a ayudas económicas a la investigación y desarrollo,

## 3 Eventos notificados de anomalías en Estados Unidos entre 2002 y 2008



## 4 Una huella de carbono que aumenta en la que la generación de energía eléctrica es la mayor fuente parcial de emisiones de CO<sub>2</sub>



la demostración y el despliegue de la tecnología de red inteligente y normas asociadas [9]. La Unión Europea (UE) y China anunciaron también importantes iniciativas en materia de investigación, demostración y despliegue de la tecnología de red inteligente en 2009.

### Desafíos que plantea la red inteligente

Los desafíos principales a los que se enfrentan las redes inteligentes, es decir, hacer más con menos y mejorar la eficiencia, fiabilidad, seguridad y sostenibilidad medioambiental, dependerán de una combinación de tecnologías de sensores, comunicación, información y control para conseguir que toda la red sea inteligente, desde el ciclo de producción de energía hasta el suministro y el uso → 5.

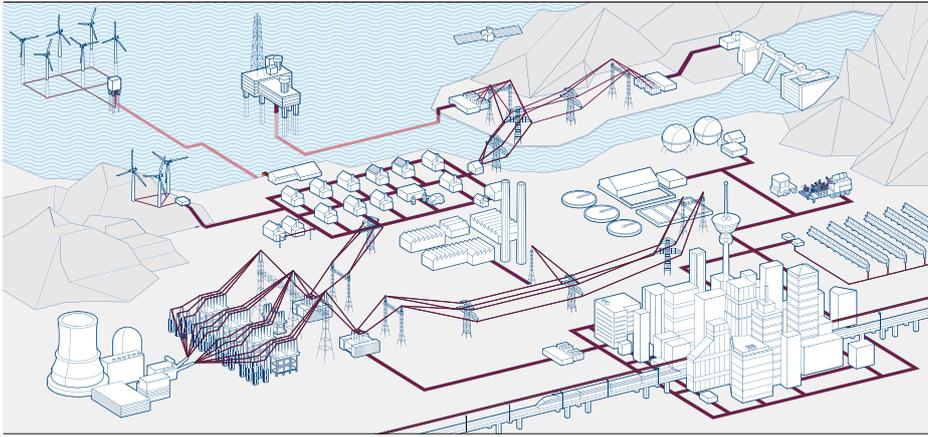
Entre los desafíos técnicos más urgentes se encuentran:

- El crecimiento económico asociado a la capacidad de la red mientras se minimiza, en la mayor medida posible, su impacto ambiental.
- El aumento del aprovechamiento de los recursos de la red con el control y la gestión del flujo de potencia.

Según una previsión de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda mundial de energía eléctrica crece a una velocidad dos veces mayor que la de energía primaria.

- La gestión y el control del flujo de potencia para reducir la pérdida de potencia y la demanda máxima en los sistemas de transporte y distribución.
- La conexión de los recursos de energía renovable de lugares locales y remotos a la red y la gestión de la generación intermitente.

## 5 La red inteligente cubre el ciclo completo de generación, suministro y uso



- La integración y la optimización del almacenamiento de energía para reducir la demanda de la capacidad en las redes.
- La integración de las cargas móviles (por ejemplo, vehículos eléctricos recargables) para reducir los esfuerzos en la red y utilizarlos como recursos.
- La reducción del riesgo de apagones, y si se produce uno, la detección y el aislamiento de las posibles perturbaciones del sistema y la rápida restauración del servicio.
- La gestión de las respuestas de los consumidores para reducir los esfuerzos en la red y optimizar el aprovechamiento de los recursos.

### Componentes de la tecnología de red inteligente

Una red inteligente consta de tecnologías, que se dividen en cuatro categorías, coordinadas para proporcionar funciones de red inteligente → 6. La parte inferior o capa física es similar a los músculos del cuerpo humano y es donde se produce la conversión, transporte, almacenamiento y consumo de la energía; la capa de sensores y actuadores es parecida a los nervios sensoriales y motores que perciben el entorno y controlan los músculos; la capa de comunicación es como los nervios que transmiten la percepción y las señales motoras; y la capa de inteligencia y decisión equivale al cerebro humano.

La capa de inteligencia y decisión se compone de todos los programas informáticos que se ejecutan en un relé, un dispositivo electrónico inteligente (IED), un sistema de automatización de subestación, un centro de control o la administración de una empresa → 7. Estos programas procesan la información de los sensores o los sistemas de TI y comunicación y producen directivas de control o información para respaldar las

decisiones relacionadas con los procesos empresariales. Estas directivas de control, cuando son ejecutadas por los actuadores, realizan cambios en la capa física para modificar la producción de las centrales eléctricas y los flujos en la red.

No puede exagerarse la importancia de la inteligencia para la toma de decisiones y el sistema actuador en las redes inteligentes, ya que sin componentes de redes controlables para cambiar el estado de la red eléctrica a otro más eficiente y fiable, será muy limitado el valor de todos los datos recogidos y comunicados. Cuanto más se controle la producción de las centrales eléctricas, el flujo de potencia de las líneas de transporte y el nivel de consumo eléctrico, más eficiente y fiable será el funcionamiento de la red. Si, por ejemplo, no se dispusiera de la capacidad de control del flujo de potencia que ofrece la tecnología de sistemas flexibles de transporte de CA (FACTS), un operador independiente del sistema (ISO) no podría mitigar las congestiones en el transporte sin recurrir a planes de expedición menos económicos. O sin la posibilidad de controlar dispositivos como los conmutadores de tomas de los transformadores o las baterías de condensadores con conmutación automática, el sector ni tan siquiera contemplaría el desarrollo del control de optimización de var y tensión para reducir la pérdida de potencia.

Para que funcione la capa de inteligencia y decisión los datos de los dispositivos conectados a la red deben transmitirse a los controladores, situados probablemente en el centro de control de la compañía eléctrica, donde se procesan antes de enviarse a los dispositivos en forma de directivas de control. De todo ello se encarga la capa de TI y comunicación, que transmite la información de forma fiable y segura donde se necesita en la red.

## 6 Categorías de la tecnología de redes inteligentes



## 7 Ejemplos de aplicaciones controladas desde el interior de la capa de inteligencia y decisión

- Control y programación de microrredes
- Detección de intrusiones y contramedidas
- Supervisión de equipos y evaluación de diagnósticos
- Supervisión, protección y control de grandes áreas
- Identificación y alarmas en línea de eventos del sistema
- Supervisión y amortiguación de las oscilaciones de potencia
- Tensión y optimización de la energía reactiva
- Detección de la vulnerabilidad al colapso de la tensión
- Equilibrado inteligente de carga y reconfiguración de alimentador
- El control de un relé de autoarmado y adaptativo
- Gestión de energía del usuario final
- Compensación dinámica de la energía mediante su almacenamiento y con inversores de fuente de tensión

Sin embargo, también es habitual la comunicación entre dispositivos (por ejemplo, entre controladores o IED), ya que hay funcionalidad en tiempo real que solamente puede conseguirse mediante este tipo de comunicación. La interoperabilidad y la seguridad son esenciales para garantizar la comunicación ubicua entre sistemas de diferentes medios y topologías, así como para admitir dispositivos plug-and-play que pueden configurarse automáticamente al conectarse a la red.

### Soluciones de redes inteligentes

Las redes inteligentes se construirán con tecnologías actuales y futuras. ABB ha estado en la vanguardia del desarrollo tecnológico de las redes inteligentes mucho antes de que se acuñara el término, y los siguientes ejemplos lo demuestran.

#### Sistema de vigilancia de zonas extensas (WAMS)

El sistema WAMS de ABB recoge información sobre las condiciones de la red en tiempo real en puntos estratégicos. Un satélite GPS suministra indicaciones de la

hora exacta. Realiza un análisis mejorado de la red, e incorpora datos de fasores para detectar cualquier inestabilidad. La tecnología WAMS fue reconocida en 2003 por el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) como una de las diez tecnologías que pueden cambiar el mundo.

#### **Sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)**

Los sistemas SCADA vigilan y supervisan miles de puntos de medida en terminales remotos de las redes nacionales y regionales. Realizan modelados de red, simulan el funcionamiento, localizan fallos, previenen cortes y participan en los mercados energéticos. Con más de 5.000 instalaciones en todo el mundo, más que ningún otro proveedor, el mayor sistema del mundo, suministrado por ABB, se encuentra en Karnataka (India). Tiene 830 subestaciones que suministran energía eléctrica a 16 millones de personas → 8. El sistema puede aumentar la eficiencia de su funcionamiento en un 50 por ciento y reducir los “minutos perdidos de clientes” en un 70 por ciento.

#### **FACTS que mejoran el transporte de energía**

Los dispositivos FACTS compensan la inductancia de la línea para ofrecer el máximo transporte de energía (compensación en serie) y capacidad de control del flujo de potencia. En algunos casos, incluso puede duplicarse la capacidad de transporte del sistema de energía eléctrica. También mitigan las perturbaciones y estabilizan la red (mediante compensaciones dinámicas). El mayor compensador estático de var (SVC) del mundo, con un intervalo de trabajo de +575 MVar (capacitivo) a -145 MVar (inductivo) a 500 kV, está situado a Allegheny Power (Estados Unidos) y fue suministrado por ABB. En total, la empresa ha instalado más de 700 sistemas, es decir, ha realizado más del 50 por ciento de todas las instalaciones del mundo.

#### **Sistemas de CC de alta tensión (HVDC)**

Los sistemas HVDC transforman la CA de la generación de energía en CC para su transporte antes de volverla a convertir a CA para que la usen los consumidores. De este modo, las redes que funcionan a distintas frecuencias (50 ó 60 Hz) pueden acoplarse, y pueden aislarse y contenerse las inestabilidades en una parte de la red. Estos sistemas HVDC son idóneos para el transporte de energía desde lugares difíciles (p. ej., bajo el mar) y a largas distancias con pérdidas reducidas; por ejemplo, con la instalación de una conexión de corriente

continua de tensión ultra alta (UHVDC), como ocurre con el enlace de 2.000 km entre Xiangjiaba y Shanghai en China, se prevé que las pérdidas en el transporte se reduzcan en más del 30 por ciento. Uno de los sistemas de transporte más largos y potentes del mundo, suministrado por ABB, transporta 6.400 MW y funciona a  $\pm 800$  kV.

Los costes de infraestructura de los sistemas HVDC también son menores (menos torres, más pequeñas, y menos líneas), y esto compensa la mayor inversión que necesitan las estaciones convertidoras. Con más de 50 años de experiencia en tecnología HVDC, ABB es ampliamente reconocida como líder del mercado y la tecnología en este campo.

#### **Detección de averías y recuperación del sistema**

El sistema de automatización de subestaciones es un componente clave de la cartera de redes inteligentes de ABB. Ejecuta adquisición de datos, comunicación a distancia, control de supervisión, protección y evaluación de averías. Los sistemas de automatización de subestaciones de ABB cumplen la norma de comunicación EC61850 para garantizar la interoperabilidad con productos similares que también la cumplen. Con más de 700 sistemas de este tipo vendidos hasta la fecha, ABB es responsable de la instalación de uno de los mayores sistemas de automatización de subestaciones del mundo, que se encuentra en Moscú.

#### **Control de proceso en la generación de energía**

La optimización de los sistemas auxiliares de las centrales eléctricas ofrece un ahorro importante si tenemos en cuenta que estos sistemas consumen hasta el 8 por ciento de la producción de una central. Es posible ahorrar aún más si se mejoran el proceso del sistema de combustión y los tiempos de arranque de las calderas. Además, las tecnologías de ABB existentes permiten ahorrar en términos de energía térmica y eléctrica.

#### **Hacia la eficiencia industrial**

La optimización de los sistemas accionados por motor ofrece el mayor potencial de ahorro de energía del sector. Tan sólo la instalación de sistemas de accionamiento ya permite ahorrar en torno al 3 por ciento de energía, lo que equivale a la producción de más de 200 centrales eléctricas de combustibles fósiles (cada una con una producción de 500 MW). La base instalada

### **8 Sala de control en Karnataka Power**



### **9 Reproducción de una instalación de SVC Light® with Energy Storage**



mundial de accionamientos de ABB permite un ahorro anual de 170 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, que corresponden al 20 por ciento de las emisiones totales en Alemania. El control de proceso es otra forma eficaz e inmediata de que el sector pueda conseguir un ahorro de energía de aproximadamente el 30 por ciento con las tecnologías de ABB existentes.

#### **Control de edificios para ofrecer un rendimiento óptimo**

Según el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible (WBCSD), los sistemas de automatización instalados en los edificios pueden reducir el consumo de energía hasta en un 60 por ciento, y el consumo mundial podría disminuir hasta en un 10 por ciento. Los sistemas de control de edificios de ABB permiten el ajuste individual de las salas y dispositivos para garantizar la máxima eficiencia del consumo de energía. Por ejemplo, gracias a la tecnología i-bus/KNX de ABB, que se utiliza en hoteles, aeropuertos, centros comerciales y viviendas en todo el mundo, se ha conseguido reducir el consumo de energía en un 30 por ciento en varios edificios grandes de Singapur.

## Energía solar e hidroeléctrica

ABB suministra sistemas de control de centrales eléctricas para plantas solares, eólicas e hidráulicas, así como conexiones a larga distancia a la medida para la integración de fuentes de energía ecológicas en la

# ABB ha estado en la vanguardia del desarrollo tecnológico de las redes inteligentes mucho antes de que se acuñara el término.

red. Este sistema de automatización y el equipo eléctrico asociado ya se han entregado a la primera planta solar de 100 MW a gran escala de Europa, que se encuentra en España (Andasol). ABB ha suministrado también, en Argelia, todo el control de la primera planta que integra la generación de energía solar y de ciclo combinado del mundo (175 MW). Además, ha construido en España, en un tiempo récord, una planta de concentración solar de 1 MW llave en mano con un rendimiento global del 80 por ciento. Hasta la fecha, ABB ha conectado 230 GW de energía renovable a la red.

## Parques eólicos marinos

ABB es el principal proveedor del mundo de equipos eléctricos y servicios para el sector de energía eólica. Proporciona sistemas eléctricos completos para la producción eólica, así como conexiones submarinas a redes en tierra. El HVDC Light®, con sus cables sin aceite y reducidas estaciones de convertidor, conectará el parque eólico marino de Borkum, uno de los mayores del mundo con una capacidad de hasta 400 MW –situado a 125 km mar adentro–, a la red nacional alemana.

## Almacenamiento de energía para períodos de cortes en el suministro

Toda la entrada y salida de la potencia de una red interconectada debe estar siempre muy equilibrada. Cualquier desequilibrio hará que la frecuencia del sistema se desvíe del valor normal de 50 ó 60 Hz. El equilibrio de la potencia es una cuestión importante para las compañías eléctricas, que se convierte en crucial cuando se añaden grandes cantidades de energía solar y eólica intermitente a la combinación suministrada. El al-

macenamiento masivo de energía eléctrica ayuda a compensar cualquier desequilibrio del sistema y reduce la necesidad de costosas capacidades de reserva. Los sistemas de baterías con convertidores de CC a CA son una forma de hacer frente al problema. El mayor sistema de almacenamiento de energía en baterías<sup>2</sup> (BESS) del mundo se encuentra en Fairbanks (Alaska) y fue instalado por ABB. Esta instalación puede suministrar 26 MW de potencia durante 15 minutos, por lo que la compañía eléctrica dispone de tiempo suficiente para poner en marcha la generación de reserva en caso de corte.

## Integración del almacenamiento con FACTS

Los dispositivos FACTS regulan el flujo de potencia o la tensión de una red para maximizar la capacidad mediante el control de la reactancia de la línea o la inyección de energía reactiva. La combinación de un sistema de almacenamiento en baterías con FACTS (para crear SVC Light® with Energy Storage<sup>3</sup>) permite inyectar o extraer potencia activa con rapidez cuando se necesita → 9. Además, se ofrece equilibrio de potencia, apoyo para potencia de pico y control de la tensión y la calidad de la energía. Esta solución estará en funcionamiento en 2010, y los sistemas futuros funcionarán en el intervalo de MW.

## La red del siglo XXI

La tecnología de red inteligente no es una sencilla solución mágica, sino un conjunto de tecnologías existentes y emergentes coordinadas. Cuando se implanten correctamente, estas tecnologías aumentarán la eficiencia en la producción, el transporte y el consumo; mejorarán la fiabilidad y el funcionamiento económico; integrarán energía renovable en la red; y aumentarán la eficiencia económica con la participación de los consumidores y los mercados de electricidad. Un siglo del liderazgo tecnológico ha dotado a ABB de una amplia cartera de productos y sistemas que se utilizarán para crear y operar las redes inteligentes del siglo XXI.

## Notas a pie de página

- 2 El sistema BESS incluye una batería de níquel-cadmio masiva, módulos de conversión de energía, dispositivos de medición, protección y control y equipo de mantenimiento. En funcionamiento, el sistema produce energía durante varios minutos para cubrir el tiempo desde que se produce una perturbación en el sistema hasta que la compañía eléctrica pone en marcha la generación de reserva.
- 3 Encontrará más información en "Almacenar para estabilizar: la próxima generación de FACTS", en la página 24 de este número de la *Revista ABB*.

## Enrique Santacana

Presidente y consejero delegado de ABB Inc.  
Cary, NC, Estados Unidos  
enrique.santacana@us.abb.com

## Bazmi Husain

Friedrich Pinnekamp  
ABB Smart Grids  
Zurich, Suiza  
bazmi.husain@ch.abb.com  
friedrich.pinnekamp@ch.abb.com

## Per Halvarsson

ABB Power Systems, Grid Systems /FACTS  
Västerås, Suecia  
per.halvarsson@se.abb.com

## Gary Rackliffe

ABB Power Products  
Raleigh, NC, Estados Unidos  
gary.rackliffe@us.abb.com

## Le Tang

Xiaoming Feng  
ABB Corporate Research  
Raleigh, NC, Estados Unidos  
le.tang@us.abb.com  
xiaoming.feng@us.abb.com

## Referencias

- [1] Berst, Jesse (5 de marzo de 2009). Why the smart grid industry can't talk the talk. Smart grid news. Consulta en noviembre de 2009 en [www.smartgridnews.com](http://www.smartgridnews.com).
- [2] US House of Representatives (2007). Energy Independence and Security Act of 2007 (US H.R. 6). Consulta en noviembre de 2009 en <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2007/12/20071219-6.html>.
- [3] US Department of Energy (2008). The smart grid: An introduction. Consulta en noviembre de 2009 en [www.oe.energy.gov/SmartGridIntroduction.htm](http://www.oe.energy.gov/SmartGridIntroduction.htm).
- [4] US Department of Energy (2008). Smart grid system report. Consulta en noviembre de 2009 en [www.oe.energy.gov](http://www.oe.energy.gov).
- [5] Electricity Advisory Committee (2008). Smart grid: enabler of the new era economy.
- [6] US Department of Energy (2003). Grid 2030: A national vision for the next 100 years. Consulta en noviembre de 2009 en [www.oe.energy.gov](http://www.oe.energy.gov).
- [7] European smart grid technology platform (2006). European Commission report. Consulta en noviembre de 2009 en [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu).
- [8] Memo by joint US-China cooperation on clean energy (JUCCE) (18 de diciembre de 2007). Smart grid – future grid: A basic information report on smart grid.
- [9] American Recovery and Reinvestment Act of 2009, Pub. L. No. 111-5, 13 Stat. 115 (2009).



# Fuerza para cambiar

Estabilización de las redes e incorporación de las fuentes renovables con PCS 6000 STATCOM

TOBIAS THURNHERR, CHRISTOPH G. SCHAUB – En el futuro, la generación de electricidad se hará a partir de una combinación de fuentes renovables: hidráulica, eólica, solar y mareomotriz. Esto significa que la red eléctrica debe adaptarse para que, en primer lugar, pueda aceptar estas nuevas fuentes y, en segundo lugar, pueda utilizarlas de la mejor forma posible. En el lado de la distribución, las unidades de generación renovables deben modificarse para que la electricidad que suministran a la red sea tan fiable como la electricidad suministrada por los generadores convencionales. Para mantener un transporte y una distribución eficaces, debe controlarse el equilibrio de energía

reactiva del sistema. La gestión ineficiente de la energía reactiva puede ocasionar elevadas pérdidas en la red, sobrecarga de equipos, niveles de tensión inaceptables, inestabilidad de la tensión e incluso apagones. ABB ofrece una gama completa de productos de compensación de la corriente reactiva y soluciones personalizadas que responden a estos problemas. Una de estas soluciones, el PCS 6000 STATCOM (Compensador estático síncrono y sistema convertidor de electricidad 6000), está demostrando que es un complemento fiable, sólido y eficiente en un parque eólico del Reino Unido.

de este tipo. Por desgracia, cada vez es más difícil encontrar áreas nuevas en las que se pueda generar energía eólica de forma rentable; estas zonas deben ser accesibles y con vientos regulares, y el impacto visual debe ser aceptable. Desde esta perspectiva, el potencial de las instalaciones marinas es especialmente grande. En estas zonas el viento suele ser más constante que en tierra y el acceso es menos restrictivo.

La conexión de las turbinas eólicas a las redes eléctricas existentes presenta

un problema considerable. Como el entorno determina la localización ideal para un parque eólico, ésta suele estar lejos de las líneas de transporte existentes con capacidad de reserva suficiente. Además, los generadores eólicos se comportan con frecuencia de forma diferente a los generadores convencionales, como las centrales térmicas o nucleares, en cuanto a la capacidad de producción de energía reactiva, el control de la frecuencia y la respuesta a los cortes (es decir, la capacidad para permanecer conectados suministrando electricidad al sistema inmediatamente después de un fallo de la red). En zonas donde los generadores eólicos son responsables de una parte considerable de la capacidad de generación, esto puede afectar negativamente a la estabilidad de toda la red.

Por ello, los operadores de la red se han visto obligados a introducir unas normas técnicas, denominadas "códigos de red", que deben cumplirse antes de otorgar el permiso para conectar un parque eólico a la red.

### Energía reactiva y control de la tensión

A diferencia de la frecuencia de la corriente eléctrica, que tiene que ser igual en todos los puntos de una red interconectada, la tensión es un parámetro local que varía según la ubicación y el flujo de carga en la red. En un circuito donde la carga es puramente resistiva, las formas de onda de tensión e intensidad están en fase y la potencia real transmitida es la máxima. Sin embargo, la naturaleza inductiva de la red significa que el caudal de la corriente eléctrica se ve alterado de modo que las formas de onda de tensión e intensidad están fuera de fase. En un circuito alimentado por una fuente de

CC, la impedancia iguala a la resistencia total. Pero en un circuito alimentado por una fuente de CA, los dispositivos eléctricos en el circuito, es decir, las inductancias (generadores y transformadores), los condensadores y hasta el propio cable de transporte, contribuyen a la impedancia (véase el Re-

## La generación eólica desempeñará un papel importante en el suministro futuro de energía eléctrica, y el STATCOM de ABB puede contribuir a mantener una red eléctrica estable.

cuadro informativo 2 en la página 35 de la Revista ABB 3/2009). Las inductancias y los condensadores generan o consumen energía reactiva, y crean de ese modo flujos de corriente. Para reducir los efectos de esta energía reactiva, deben colocarse estratégicamente en la red dispositivos con la impedancia adecuada para optimizar la transferencia de potencia real.

En las zonas que requieren grandes cantidades de energía reactiva, como ocurre en las partes de la red con muchos motores asíncronos, la tensión local disminuye y debe introducirse un banco de condensadores para igualar la impedancia de los motores y mantener la tensión nominal. Es importante mantener el nivel de tensión nominal, porque la mayoría de los componentes eléctricos sólo toleran desviaciones pequeñas de la tensión. Si la tensión es demasiado baja o demasiado alta, la red se vuelve inestable y los componentes pueden funcionar de forma defectuosa o estropearse.

Además de afectar a la tensión, el caudal de energía reactiva también aumenta la carga en las líneas de transporte y los transformadores, lo que restringe su capacidad de transporte de potencia activa. Disminuyendo la corriente reactiva en las líneas de transporte, se aumenta la capacidad y se reducen las pérdidas. Esta solución es más rápida y rentable que construir nuevas líneas de transporte.

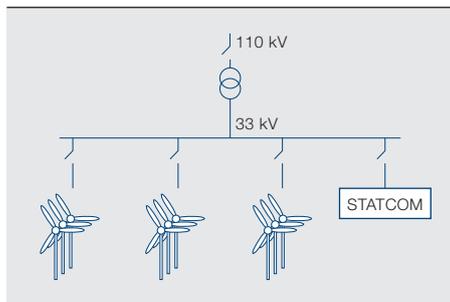
ABB ofrece una gama completa de productos de compensación de la corriente reactiva y soluciones personalizadas que responden a estos problemas.

**E**l nivel de vida y el consumo de energía crecen año tras año. Según una previsión de mercado de MAKE Consulting, la demanda mundial de energía aumentará un 79,6 por ciento entre 2006 y 2030. Esta demanda debe satisfacerse con fuentes de energía limpias y renovables, ya que las centrales de generación de combustibles fósiles convencionales contribuyen en gran medida a las emisiones de gases de efecto invernadero y al calentamiento global.

En 2006, el 18 por ciento de la electricidad generada procedía de recursos renovables, principalmente de centrales hidroeléctricas. La magnitud de la generación futura a partir de fuentes renovables y su cuota global en la composición energética es difícil de predecir, ya que depende en gran medida del clima político. Sin embargo, si se ponen en práctica las iniciativas políticas programadas actualmente se espera que la cuota total de fuentes renovables ascienda hasta el 23% en 2030; los pronósticos más optimistas incluso han sugerido una cuota del 62%.

Sea cual sea la magnitud pronosticada del sector de las energías renovables, la generación eólica desempeñará un papel importante en el suministro futuro de electricidad. En algunos países, las turbinas eólicas ya desempeñan un papel importante en la producción de energía, y en algunas regiones aún hay espacio para nuevos parques

## 1 Esquema de parque eólico



Una de estas soluciones es el Compensador estático síncrono y sistema convertidor de electricidad 6000, más conocido como PCS 6000 STATCOM. El sistema cumple los requisitos de respuesta dinámica más estrictos y puede suministrar una corriente reactiva total incluso durante las caídas de tensión, por lo que es el complemento perfecto de un parque eólico. Permite que los parques eólicos cumplan los códigos de red más exigentes, estabiliza las tensiones de secuencia positivas y negativas en las plantas industriales y proporciona una compensación reactiva del arranque de motores y control dinámico de la tensión en redes de transmisión débiles.

### STATCOM DE ABB

Uno de los primeros países en los que el operador de la red introdujo un código de red que especificaba los requisitos de la energía reactiva para los parques eólicos fue el Reino Unido. Aquí ya hay varios STATCOM de ABB en funcionamiento que apoyan la red desde los puntos de vista estático y dinámico. Recientemente se instaló

**El STATCOM de ABB está controlado por una unidad de control de alto rendimiento AC 800PEC (controlador de electrónica de potencia) que proporciona funciones de protección y un control en bucle cerrado rápido y preciso.**

un STATCOM de 24 MVar y funciona perfectamente para garantizar que el parque eólico de Little Cheyne Court, situado cerca de Rye, en Kent, al sudeste del Reino Unido, cumpla el código de red nacional.

En → 1 se ilustra un esquema típico de parque eólico. El STATCOM de Little Cheyne

## 2 STATCOM de ABB en versión de contenedor



Court está conectado al secundario del transformador de 110 kV/ 33 kV del parque. Aquí el STATCOM estabiliza la tensión local del parque eólico creando una caída de tensión a través del transformador. Sin embargo, en función de las necesidades de los clientes o del código de red, el STATCOM se podría haber conectado directamente al nivel de transporte en el primario del transformador principal del parque eólico.

A diferencia de los componentes pasivos, como los condensadores o las inductancias, el STATCOM puede producir la máxima potencia reactiva incluso a tensiones bajas y sólo está limitado por la necesidad de que la potencia activa cubra las pérdidas. La capacidad de producción de potencia reactiva del sistema decrece linealmente con la tensión, mientras que para los componentes pasivos, la energía reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión.

El PCS 6000 STATCOM consta de un convertidor de fuente de tensión que está conectado a la red mediante un transformador. El convertidor contiene los denominados componentes básicos de electrónica de potencia, con tiristores conmutados de puerta integrada (IGCT). Desarrollados en el decenio de 1990, los IGCT combinan las ventajas de los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) y los tiristores de desconexión de puerta (GTO), es decir, pérdi-

das de conmutación y conducción bajas, capacidad de conmutación rápida y solidez. La misma plataforma de IGCT se utiliza para accionamientos de media tensión, convertidores de frecuencia que alimentan las redes eléctricas ferroviarias y convertidores de plena potencia para las grandes turbinas eólicas. El IGCT permite una alta densidad de potencia en un espacio pequeño, lo que reduce el tamaño total de la unidad.

Todas las unidades de STATCOM están refrigeradas por agua, con un intercambiador de calor externo agua-aire o un circuito de refrigeración del agua sin tratar. La unidad de enfriamiento de agua elimina la necesidad de ventiladores y, por lo tanto, reduce o incluso elimina el intercambio de aire con el medio ambiente, lo que impide la entrada de polvo, partículas de arena y sal en el convertidor. Esto a su vez se traduce en menores requisitos de mantenimiento.

El STATCOM de ABB se puede instalar en un edificio o en un contenedor económico al aire libre → 2. El contenedor incluye una unidad de refrigeración, un sistema de control con una interfaz hombre-máquina (HMI), aire acondicionado para la sala de control y un calentador para la sala del convertidor. Se entrega totalmente cableado y probado para reducir el tiempo de instalación y puesta en servicio.

### Control del STATCOM

El STATCOM de ABB está controlado por una unidad de control de alto rendimiento AC 800PEC (controlador de electrónica de potencia). Este controlador proporciona un control en bucle cerrado rápido y funciones de protección, y coordina los procesos más

lentos, como la supervisión y el control de la unidad de refrigeración y la comunicación a través de un interfaz de cliente, todo dentro de una sola unidad.

El sistema de control se monta en Suiza antes del envío. Un simulador de hardware de menor escala permite el ajuste y la evaluación exhaustivos del software antes de la entrega, de modo que sólo es necesaria un pequeño ajuste durante la puesta en marcha de la central.

Los STATCOM que se usan para los parques eólicos o en las redes de transporte generalmente funcionan en un modo de control U-Q. Esto significa que el operador de la red especifica una cierta tensión en el punto de consigna  $U_0$  y una pendiente  $N$ , como ilustra la figura → 3. El STATCOM mide la tensión de la red e inyecta energía reactiva cuando hace falta, energía que varía linealmente con la diferencia entre la tensión medida y la tensión del punto de consigna. Si la tensión medida está por debajo de la tensión del punto de consigna, el STATCOM actúa como una batería de condensadores e inyecta potencia reactiva en la red para apoyar la tensión de ésta. Si el valor medido es superior a la tensión del punto de consigna, el STATCOM actúa como una inductancia y elimina tensión de la red. La pendiente define la proporcionalidad entre la salida del STATCOM y la diferencia entre la tensión del punto de consigna y la tensión medida.

### Características armónicas

Un convertidor conectado a la red debe satisfacer ciertos requisitos de armónicos de red, como las normas IEEE 519 o IEC 61000-2-12. Dependiendo del tamaño de la unidad, la topología de varios niveles permite al PCS 6000 STATCOM cumplir estos requisitos sin un filtro de armónicos de red. Si se desea, puede suministrarse un filtro opcional adecuado, bien para compensar la energía reactiva del STATCOM o para filtrar ciertos armónicos ya presentes en la red.

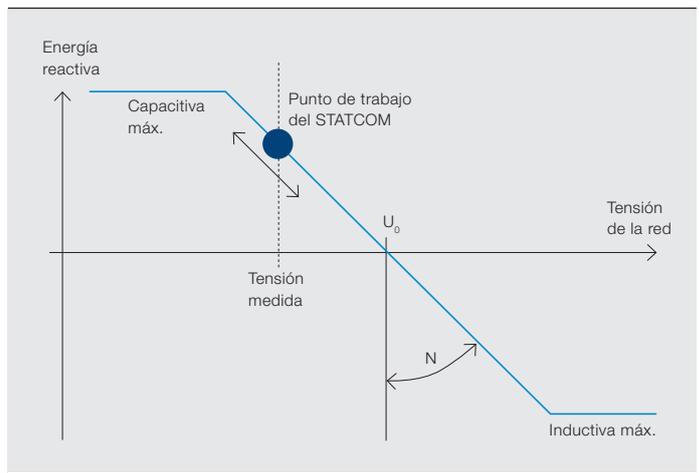
Una ventaja muy valiosa del STATCOM de ABB es que su impedancia de entrada puede ajustarse para una gama de armónicos determinada. Esto es muy útil para los sistemas de amortiguación de la resonancia. Una instalación hermana del STATCOM de Little Cheyne Court se controla de forma que la impedancia de entrada del STATCOM sea resistiva durante un determinado intervalo de múltiplos de la frecuencia funda-

mental. Esto significa que para este intervalo de frecuencias, el STATCOM absorbe energía de la red y la vuelve a inyectar en ella la frecuencia fundamental. De esta forma, puede mitigarse la resonancia en el parque eólico. Una oscilación de alta frecuencia causaría una avería por armónicos en el control de las turbinas y provocaría la desconexión inmediata de éstas. El STATCOM de ABB permite que el parque eólico genere energía limpia sin tener que esperar al suministro de componentes pasivos para resolver el problema, como se muestra en → 4. La tensión de la red, que se mide cuando el STATCOM está desconectado, se indica en → 4a. Se observa que una tensión armónica se solapa con la tensión de frecuencia fundamental.

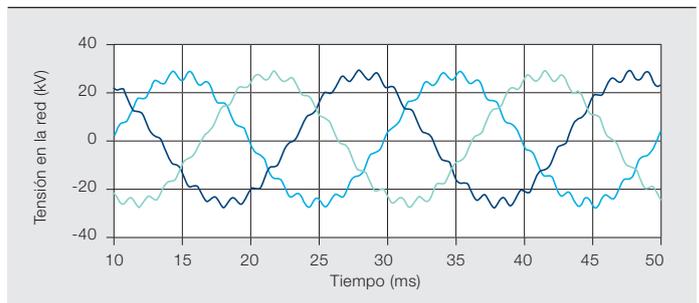
### Una solución satisfactoria

El PCS 6000 STATCOM de ABB es una solución sólida, fiable y eficiente adecuada como complemento para que los parques eólicos cumplan las normas de conexión de red o como compensador de potencia reactiva rápido y dinámico para las compañías eléctricas. La demanda del STATCOM de ABB seguirá siendo fuerte en una situación en la que el suministro continuo y estable de electricidad requerirá el uso generalizado de turbinas eólicas y otras fuentes de energía menos fiables, especialmente cuando las redes eléctricas del futuro se extiendan a países en desarrollo.

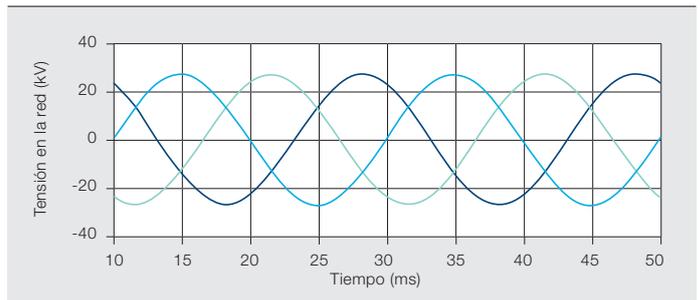
## 3 Modo de control característico del STATCOM



## 4 Tensión en la barra colectora de 33 kV del parque eólico



4a sin el STATCOM



4b con el STATCOM

**Tobias Thurnherr**

**Christoph G. Schaub**

ABB Discrete Automation and Motion

Turgi, Suiza

tobias.thurnherr@ch.abb.com

christoph.g.schaub@ch.abb.com

### Lecturas recomendadas:

- MAKE Consulting (diciembre de 2008). The Wind Forecast, Macro perspective. Consulta el 3 de agosto de 2009 en [www.make-consulting.com/fileadmin/pdf/2008/081219\\_Appetiser\\_Macro\\_Perspective.pdf](http://www.make-consulting.com/fileadmin/pdf/2008/081219_Appetiser_Macro_Perspective.pdf)
- Linhofer, G., Maibach, R., Umbricht, N. La conexión del ferrocarril: convertidores de frecuencia para suministrar electricidad a los ferrocarriles, *Revista ABB* 4/2009, 49–55.



# Enlaces sostenibles

HVDC es un actor decisivo en la evolución de una red más inteligente

RAPHAEL GÖRNER, MIE-LOTTE BOHL – El suministro eléctrico actual depende principalmente de grandes plantas generadoras, como las centrales de combustibles fósiles o nucleares. Tradicionalmente, la estrategia de control de los operadores de redes de distribución y transmisión aprovecha la naturaleza controlable de estas plantas para adaptarse al lado más inflexible e incontrolable de la demanda. El uso creciente de fuentes de energía renovables como la eólica y la solar está cambiando esta estrategia. La disponibilidad de estas nuevas tecnologías es menos controlable y previsible. En consecuencia, las redes deben ser capaces de responder rápidamente, de manera fiable y económica, a las grandes e inesperadas fluctuaciones del suministro. La tecnología HVDC –en particular HVDC Light®– permite un control rápido y preciso de las tensiones y los flujos de potencia. Es fiable y económica y puede utilizarse para mejorar con flexibilidad las redes de CA existentes. HVDC Light es también la primera elección para la transmisión de potencia desde los grandes parques eólicos alejados de la costa a las redes de CA.

## 1 Agentes determinantes y aplicaciones HVDC

Agentes determinantes	Aplicaciones
Transporte eficiente a larga distancia de grandes volúmenes de energía eléctrica	UHVDC, HVDC
Transporte submarino	HVDC y HVDC Light
Conexión de energías renovables	Hidráulica alejada: HVDC, UHVDC Eólica marina: HVDC Light Red de CC (HVDC Light)
Fiabilidad de la red	HVDC Light
Sistema nuevo de transporte de difícil construcción	Transmisión subterránea HVDC Light Cambio de tendido aéreo de CA a tendido aéreo de C.C.: HVDC y HVDC Light
Redes de conexión Comercialización	Conexiones asincrónicas HVDC, HVDC Light Back-to-Back

La tecnología HVDC (transmisión en corriente continua de alta tensión) puede contribuir a las redes futuras de muchas formas:

*Flexibilidad:* se presta a la respuesta rápida a cambios operativos y a necesidades de los clientes.

*Accesibilidad:* es accesible a todas las fuentes de energía, incluida la generación renovable y local.

*Fiabilidad:* garantiza la calidad del suministro y la capacidad de recuperación ante las incertidumbres y los riesgos que afectan a la producción de energía renovable.

*Economía:* proporciona un funcionamiento y una gestión eficientes de la energía, y la flexibilidad necesaria para adaptarse a nuevos reglamentos.

En términos técnicos, la tecnología HVDC admite:

- Control del flujo de carga
- Apoyo de energía reactiva
- Control de tensión
- Control de oscilaciones de potencia
- Compensación del parpadeo
- Calidad de tensión
- Manipulación de cargas asimétricas
- Manipulación de cargas volátiles

### HVDC: un conjunto de herramientas para el transporte inteligente

Las tecnologías HVDC de ABB se han seleccionado en algunos de los tendidos de transporte más exigentes de la actualidad. Estas tecnologías, HVDC Classic y HVDC

Light, se diferencian principalmente por sus aplicaciones → 1. HVDC Classic se centra fundamentalmente en el transporte masivo de energía punto a punto a grandes distancias. Una aplicación típica puede ser el transporte de miles de megavatios desde fuentes hidroeléctricas remotas hasta centros de carga. Pertenece a esta categoría el tendido Shanghai-Xiangjiaba de 800 kV, capaz de transportar 6.400 MW a más de 2.000 km. La línea tiene una eficiencia energética global del 93% y usa un 40% menos suelo que la tecnología convencional. La disponibilidad, superior al 99,5 por ciento, también es muy alta.

El HVDC Light, por otro lado, es ideal para integrar la generación de energías renovables dispersas, como la energía eólica, en las redes existentes de CA. También se utiliza para el transporte inteligente y las redes inteligentes debido a su gran flexibilidad y adaptabilidad.

El primer enlace de HVDC del mundo para conectar un parque eólico marino con una red de CA es el proyecto BorWini. Basado en la tecnología HVDC Light, esta línea de 200 km conecta el parque eólico marino "BARD Offshore 1" en la costa alemana del Mar del Norte con la red de HVAC de la Alemania continental. Este enlace transmite 400 MW a una tensión de CC de  $\pm 150$  kV y estaba listo para entrar en funcionamiento a finales de 2009.

Cuando se termine, el parque eólico marino "BARD Offshore 1" constará de 80 generadores eólicos, cada uno con una capacidad de 5 MW. Cada uno de ellos alimentará un sistema de cables de CA de 36 kV. Esta tensión se transformará a 155 kV de CA antes de llegar a la estación convertidora HVDC Light, situada en una plataforma especial → 2. Aquí la CA se convierte en CC de  $\pm 150$  kV y se lleva a dos cables submarinos

El enlace de 800 kV de CC que conecta Xiangjiaba con Shanghai puede transportar una potencia de 6.400 MW a una distancia de más de 2.000 km.

de 125 km, que se conectan posteriormente con dos cables terrestres de 75 km, transportando así 400 MW a la estación convertidora terrestre situada en Diele, Alemania.

### Tecnología HVDC Light

HVDC Light se basa en la tecnología de convertidor de fuente de tensión (VSC). Utiliza IGBT (transistores bipolares de puerta aislada) conectados en serie para alcanzar el nivel deseado de tensión. Esta tecnología se utiliza para el transporte de electricidad, la compensación de potencia reactiva y la compensación de armónicos y parpadeos. Además del convertidor propiamente dicho, una estación HVDC Light consta de subestaciones de CA y CC, filtros y un sistema de refrigeración. El diseño del convertidor de ABB garantiza un funcionamiento estacionario y dinámico con niveles extremadamente bajos de corrientes inducidas de retorno por tierra. Esto es una ventaja importante en un entorno marino, ya que elimina la necesidad de protección catódica como parte de la instalación.

La magnitud y la fase de la tensión de CA se pueden controlar libre y rápidamente dentro de los límites de diseño del sistema. Esto permite un control rápido e independiente de la potencia activa y reactiva a la vez que impone bajos niveles de armónicos (incluso en redes débiles).

Normalmente, cada estación controla su contribución de potencia reactiva independientemente de la otra estación. La potencia activa se puede controlar continuamente y, si es necesario, de forma casi instantánea desde "exportación a plena potencia" a "importación a plena potencia". El flujo de potencia activa a través del sistema HVDC Light está equilibrado por una estación que controla la tensión de CC, mientras que la otra ajusta la potencia transmitida. No se necesitan telecomunicaciones para el control de equilibrio de potencia.

Desde el punto de vista del sistema, un convertidor HVDC Light actúa como un motor o generador de inercia nula, controlando tanto la potencia activa como la reactiva. Además, no contribuye a la potencia de cortocircuito de la red, ya que la corriente alterna se controla con el convertidor.

### Integración eólica marina

La capacidad de una estación convertidora HVDC Light para imponer una tensión de CA a cualquier valor arbitrario de fase o amplitud es muy valiosa al iniciar una red marina. Inicialmente, el convertidor marino funciona como un generador en modo de

## 2 BorWin alpha, la estación convertidora HVDC Light situada en plataforma



frecuencia-control, que crea una tensión de salida de CA con la amplitud y frecuencia necesarias. La tensión se incrementa con suavidad para evitar sobretensiones transitorias y corrientes de avalancha. Por último, los generadores de turbina eólica se conectan automáticamente a la red marina cuando detectan la presencia de la tensión de corriente alterna correcta durante un tiempo dado. Esta función no se puede realizar con una transmisión HVDC clásica basada en un tiristor, ya que éste último requeriría una fuerte tensión de línea contra la que conmutar.

Una conexión HVDC Light puede usarse igualmente para restaurar la red después de un apagón. Cuando se produce un apagón, el convertidor se desconecta automáticamente de la red y continúa funcionando en modo de "carga interna". Esto es posible gracias a que el transformador del convertidor está equipado con un devanado de potencia auxiliar especial que abastece a la estación convertidora.

### Cumplimiento de los estrictos códigos de red

Como la generación de energía eólica instalada a escala mundial está creciendo muy deprisa, los requisitos de los códigos de red son cada vez más estrictos. La mayoría

de los códigos de red actuales establecen requisitos en las especificaciones llamadas "respuesta a los cortes" o "respuesta a la baja tensión", lo que significa que una turbina o un parque eólico deben ser capaces de superar caídas súbitas de tensión de

## HVDC Light es ideal para integrar la generación de energías renovables dispersas, como la energía eólica, en las redes existentes de CA.

hasta un 15% (y en algunos casos hasta cero) de la tensión nominal de red durante incluso 150 ms.

A menudo las aplicaciones esperan los requisitos de respuesta en frecuencia (es decir, la producción de un parque eólico debería aumentar como respuesta a la disminución de la frecuencia de la red y viceversa). En un parque eólico conectado mediante un sistema de transporte HVDC Light, el control de la respuesta de frecuencia puede ejecutarse mediante un enlace de telecomunicaciones, que también transmite la frecuencia instantánea de la red principal además de otras variables. Como la amplitud, la frecuencia y la fase de la tensión del bus del parque eólico se pueden controlar totalmente con los convertidores, la frecuencia de la red se puede "reflejar" en la red del parque eólico sin un retraso importante.

Si se produce una disminución de la tensión de la red principal, la capacidad de transporte de potencia se reduce en proporción debido al límite de corriente del convertidor en tierra. En un sistema de transmisión HVDC Light® “estándar” que conecte dos redes de distribución eléctrica, un supuesto similar se resuelve reduciendo la potencia de entrada del convertidor rectificador de forma inmediata mediante un control de corriente de bucle cerrado.

Sin embargo, una reducción de la potencia de entrada del convertidor marino puede provocar que la tensión del bus del parque eólico aumente de forma importante, lo que ocasionaría la desconexión del convertidor o las turbinas eólicas. Una posible solución es usar la tensión de la red del parque eólico para reducir inmediatamente la salida del generador.

Debido al bajo valor de la capacitancia de corriente continua del enlace, una interrupción de la transmisión de potencia puede hacer que la tensión de CC aumente hasta un nivel inaceptable (como hasta el límite de

---

## La capacidad de una estación convertidora HVDC Light para imponer una tensión de CA a cualquier valor arbitrario de fase o amplitud es muy valiosa al iniciar una red marina.

desconexión por sobretensión del 30%) en sólo 5 ó 10 ms. Los generadores de las turbinas eólicas deben ser capaces de detectar este estado y reducir la potencia de salida dentro de este lapso de tiempo. Como alternativa, puede usarse un chopper de corriente continua para disipar el exceso de energía que no se puede transmitir por el convertidor de inversión. Este método reduce al mínimo el riesgo de cambios bruscos de potencia de las turbinas eólicas y minimiza las perturbaciones a las que están expuestas.

La reducción de la potencia de salida del generador es un método eficaz, pero depende de la respuesta de los generadores a las variaciones de tensión. El chopper de corriente continua, sin embargo, ofrece una solución más robusta, ya que su funcionamiento es el mismo independientemente del tipo de generador. Además, un enlace HVDC Light®, combinado con un chopper, desacopla la red del parque eólico de las perturbaciones eléctricas y averías que se producen en la red principal, reduciendo así la tensión mecánica del equipo en las turbinas eólicas.

ABB está suministrando esta solución HVDC Light innovadora al TSO (gestor de red de transmisión) alemán Transpower (anteriormente E.ON Netz) para el que será uno de los mayores parques eólicos marinos del mundo. Es el primer proyecto en el que la energía eólica marina se conecta a la red principal de CA con un tendido de transporte HVDC.

La tecnología HVDC Light presenta campos electromagnéticos muy débiles, cables sin aceite y estaciones convertidoras de dimensiones reducidas. Además, reduce las pérdidas durante el transporte en un 25% en comparación con la tecnología tradicional. Este enlace significará una importante contribución al objetivo alemán de ampliar la cuota de energías renovables para la generación de energía desde su nivel actual del 15% hasta un nivel entre el 25% y el 30% para el 2030.

### Componentes básicos de las superredes

Una de las motivaciones principales de las redes inteligentes es la integración de las fuentes de energía renovables, especialmente la energía eólica en alta mar, en las redes de HVAC actuales. Esto tiene una ventaja medioambiental enorme, porque crea una oportunidad para sustituir los combustibles fósiles por energías renovables. Otra ventaja es que la tecnología de transmisión HVDC Light es eficaz y se basa en un equipo fabricado con materiales no peligrosos.

Las redes eléctricas futuras, combinadas con un marco normativo eficaz, ofrecerán más opciones a los clientes, aumentarán la competencia entre distintos proveedores y promoverán una tecnología innovadora. A medida que las redes se vuelven más inteligentes, la disponibilidad y la calidad del suministro energético se pueden controlar

de una forma mucho más eficiente, proporcionando soporte a las redes de CA actuales.

El reciente proyecto BorWin1 es un ejemplo excelente de un componente básico de la red futura. La combinación de dichas conexiones a las redes eólicas marinas con las interconexiones para la comercialización de la electricidad entre países vecinos también facilitará el desarrollo de las denominadas superredes. Estas redes de CC superpuestas, situadas en alta mar o en tierra, podrán introducir grandes volúmenes de energía en las redes existentes de CA.

Otro ejemplo, el interconector Este-Oeste, un sistema de transmisión de 500 MW y 200 kV, conecta las redes HVAC británica e irlandesa. La distancia entre las respectivas estaciones convertidoras es de 250 km; la mayor parte está cubierta por un cable submarino de 186 km bajo el mar de Irlanda y el resto con cables cortos terrestres. Esta transmisión se basará en HVDC Light, y estará en funcionamiento en 2012.

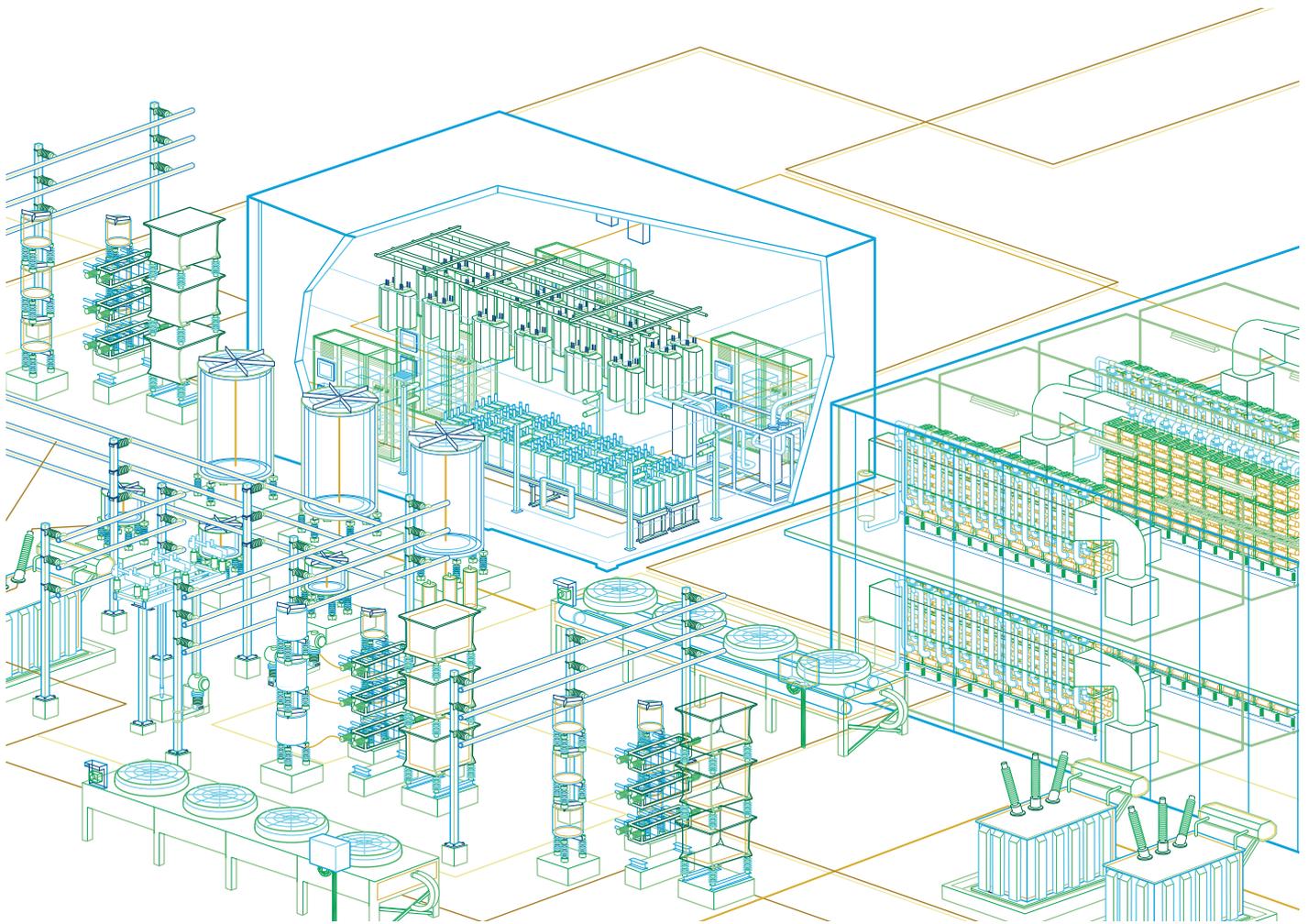
El efecto de estos componentes básicos en la evolución de las superredes es similar al desarrollo histórico de las redes HVAC. Hace un siglo, las interconexiones permitieron combinar las líneas de transporte y las unidades de generación locales en las redes locales, que a su vez evolucionaron como redes regionales. Además de ser más flexibles e inteligentes, las redes futuras también serán más fiables y eficientes y ofrecerán un mayor grado de control de la generación, la integración, el consumo, las tensiones de la red y los flujos de potencia. HVDC será una tecnología dominante que permitirá hacer realidad esta visión.

#### Raphael Görner

ABB Power Systems, Grid Systems  
Mannheim, Alemania  
raphael.goerner@de.abb.com

#### Mie-Lotte Bohl

ABB Power Systems, HVDC and FACTS  
Ludvika, Suecia  
mie-lotte.bohl@se.abb.com

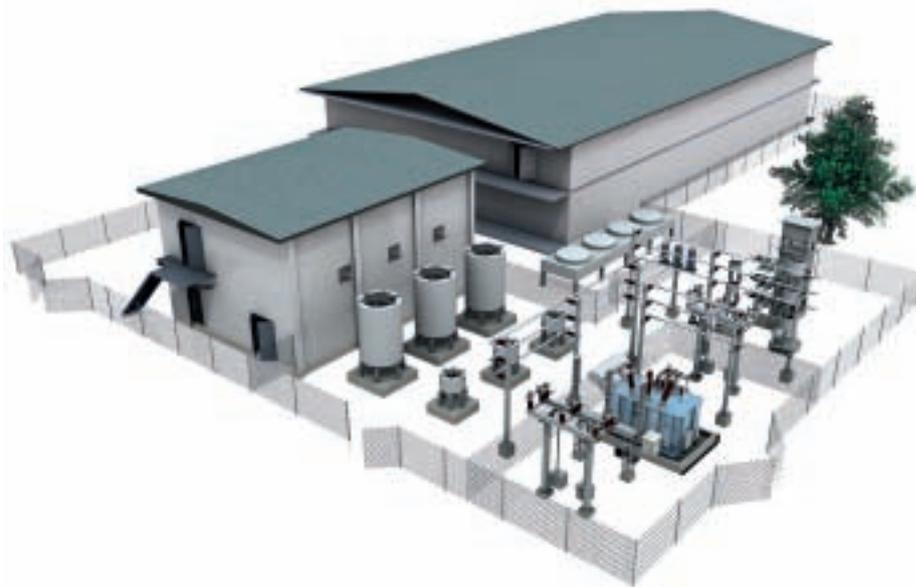


# Almacenar para estabilizar

La próxima generación de FACTS

ROLF GRÜNBAUM, PER HALVARSSON – Uno de los retos de una red inteligente es su capacidad para integrar fuentes de energía intermitentes y variables. Pero esto es un requisito fundamental, ya que fuentes de energía como la eólica o la solar son cada vez más importantes. ABB aborda ahora este reto mediante sus soluciones de almacenamiento de energía. El miembro más reciente de la familia FACTS de ABB es una de estas soluciones, que reúne SVC Light® y la tecnología más reciente de almacenamiento de energía en baterías. Esta unión de tecnologías permite equilibrar la potencia para poder aceptar grandes cantidades de energía renovable. Asimismo, puede ayudar a mejorar la estabilidad y la calidad de la energía en las redes que tienen mayor dependencia de la generación renovable.

**1 Una reproducción artística de una instalación SVC Light® with Energy Storage.**  
 Con un valor típico de  $\pm 30$  MVar y 20 MW durante 15 minutos, ocupará unos 50 x 60 m.



A medida que aumenta el predominio de las energías renovables, se está produciendo una mayor demanda para mantener la estabilidad de las redes y cumplir los códigos de red. La respuesta de ABB es SVC Light® with Energy Storage (SVC Light® con almacenamiento de energía), un sistema dinámico de almacenamiento de energía basado en baterías de iones de litio combinado con SVC Light → 1. SVC Light es el concepto del STATCOM<sup>1</sup> de ABB que se conecta a la red eléctrica en los niveles de transporte y de subtransporte y distribución. En SVC Light se utilizan IGBT de última generación (transistores bipolares de puerta aislada) como dispositivos de conmutación.

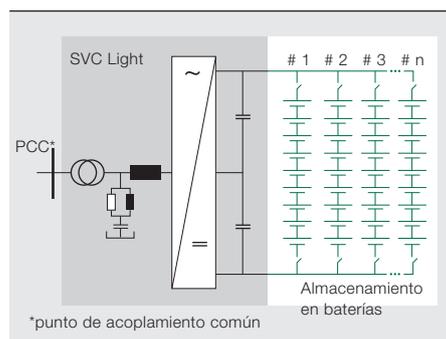
SVC Light de ABB con la solución Energy Storage está diseñado para aplicaciones de almacenamiento dinámico de energía a escala industrial, de distribución y de transporte, y se centra en las que requieren el uso combinado de un control continuo de la energía reactiva y la aportación como ayuda de energía activa de corta duración. La tecnología permite el control independiente y dinámico de las energías activa y reactiva en un sistema eléctrico. El control de la energía reactiva permite el control posterior de la tensión y la estabilidad de una red con una alta respuesta dinámica. Con el control de la energía activa se introducen nuevos servicios basados en el almacenamiento dinámico de la energía. La solución del almacenamiento de energía

se puede emplear como apoyo para la carga así como para servicios de red auxiliares, por ejemplo, la regulación de la frecuencia. Otro uso prometedor es como parte de la infraestructura para PHEV (vehículos eléctricos híbridos enchufables). Y su capacidad para almacenar energía, fácilmente ampliable, es impresionante. Actualmente, la potencia nominal y la capacidad de almacenamiento se encuentran normalmente en el margen de los 20 MW; sin embargo, con esta nueva tecnología FACTS es posible alcanzar hasta 50 MW durante 60 minutos y aún más. Y como el precio de las baterías sigue bajando, serán viables las aplicaciones que necesiten un mayor almacenamiento en baterías, lo que permite, por ejemplo, el almacenamiento durante varias horas de la energía renovable en el periodo de demanda baja para liberarla a la red durante el de mayor demanda.

**Mecanismos básicos**

El sistema de almacenamiento de energía se conecta a la red eléctrica a través de una reactancia de fase y un transformador de potencia → 2. Al incluir tanto condensadores como baterías, puede controlar la energía reactiva  $Q$  como un SVC Light corriente y la energía activa  $P$ . La tensión de la red y la corriente en el VSC (convertidor de fuente de tensión) determinan la potencia aparente del VSC, mientras que las necesidades de almacenamiento de energía determinan el tamaño de la batería. En consecuencia, la potencia activa de pico de la batería

**2 Esquema básico de Dynapow**



La tecnología permite el control independiente y dinámico de las energías activa y reactiva en un sistema eléctrico.

**Nota a pie de página**

<sup>1</sup> STATCOM: Static synchronous compensator (compensador síncrono estático), un dispositivo similar por su función a un SVC pero que se basa en convertidores de fuente de tensión.

### 3 Válvula de VSC



puede ser menor que la potencia aparente del VSC; por ejemplo, una potencia de 10 MW de la batería para un SVC Light de  $\pm 30$  MVar.

Puesto que una emergencia dura normalmente algunas fracciones de segundo, la energía de reserva necesaria debe estar disponible sólo durante un tiempo breve. De forma similar, un servicio auxiliar como el control de la frecuencia de área se precisará durante sólo unos minutos a la vez. Por consiguiente, un sistema de almacenamiento de energía puede proporcionar la cantidad adicional necesaria de energía activa y recargarse posteriormente de la red durante las condiciones normales.

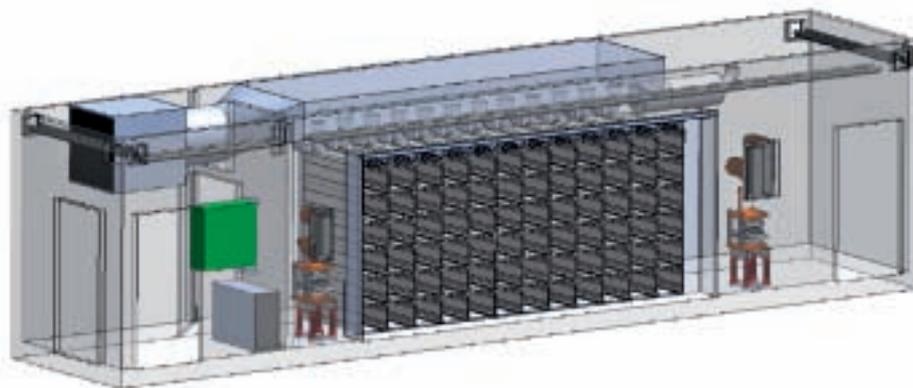
#### Componentes principales del sistema

Un SVC Light completo con el sistema Energy Storage está compuesto por lo siguiente:

- Transformador de potencia
- SVC Light
- Sistema de baterías
- Equipos de alta tensión de CC y CA
- Sistema de control y protección
- Equipo auxiliar

El diseño modular de la nueva tecnología de almacenamiento de energía simplifica su posibilidad de ampliación, tanto para la potencia como para la energía. Sus baterías y VSC están integrados, con supervisión y control del estado detallados de ambos componentes de un mismo sistema. Presta atención a la seguridad y garantiza la capacidad de respuesta a las consecuencias de las posibles averías. Además, la solución cuenta con unas pérdidas pequeñas y un rendimiento del ciclo muy alto.

### 4 Sala de baterías



El VSC está formado por un IGBT y semiconductores de diodo → 3. Para soportar la tensión requerida en las válvulas, los semiconductores están conectados en serie. En el VSC se utiliza refrigeración con agua, lo que se traduce en un diseño compacto del convertidor y capacidad para soportar altas intensidades.

Cada IGBT y componente de diodos se encuentra en una caja modular que consta de varios submódulos, cada uno de los cuales incluye múltiples “chips” de semiconductores (es decir, semiconductores StakPak™ de ABB).

#### Sistema de baterías

Dado que el SVC Light está diseñado para aplicaciones de alta potencia, y se emplean IGBT conectados en serie para adaptar el nivel de tensión, la tensión entre polos es alta. Por lo tanto, hay que conectar varias baterías en serie para alcanzar la tensión necesaria en un grupo de baterías. Para conseguir una potencia y una energía mayores, se pueden añadir varias series de batería dispuestas en paralelo.

El sistema de baterías se compone de módulos de iones de litio montados en bastidores. Un grupo de módulos de batería proporciona en cada caso la tensión nominal de CC precisa así como la capacidad de almacenamiento. Las baterías de iones de litio se han sometido a pruebas exhaustivas para la aplicación considerada [1]. En → 4 se muestra una sala de baterías.

La tecnología de baterías de iones de litio seleccionada para el SVC Light with Energy Storage dispone de muchas características útiles:

- Alta densidad de energía
- Tiempo de respuesta muy pequeño
- Alta capacidad de potencia tanto en carga como en descarga
- Excelente capacidad para soportar ciclos

- Tecnología muy evolutiva
- Alto rendimiento en ciclo
- Elevada retención de la carga de las baterías
- Diseño sin mantenimiento

#### Aplicaciones

El almacenamiento dinámico de la energía está descubriendo usos en muchas áreas. No solamente puede admitir el arranque sin energía externa de las redes, sino que también se puede conectar alimentación hasta que la generación de emergencia entre en línea y proporcionar apoyo a las redes con una combinación óptima de energía activa y reactiva. Este tipo de almacenamiento es una alternativa a la realización de inversiones en transporte y distribución para apoyo durante los picos de carga y permite una política de precios óptima. Se pueden reducir los picos de potencia para evitar tarifas elevadas. El almacenamiento dinámico de energía puede asimismo aportar un control de calidad de la energía para la electrificación de ferrocarriles, y ayudar a equilibrar el aporte de energía en la generación eólica y solar de electricidad, sistemas que tienen un comportamiento aleatorio.

El sistema de almacenamiento dinámico de energía de ABB estará disponible en 2010.

Rolf Grünbaum

Per Halvarsson

ABB Power Systems, Grid Systems/FACTS

Västerås, Suecia

rolf.grunbaum@se.abb.com

per.halvarsson@se.abb.com

#### Referencia

- [1] Callavik, M., et al. (octubre de 2009) Flexible AC transmission systems with dynamic energy storage EESAT 2009, Seattle, Washington, EE.UU.



# La inteligencia al mando

Las nuevas innovaciones integradas SCADA/DMS ponen en manos de las compañías explotadoras de redes más funciones de análisis y control.

MARINA OHRN, HORMOZ KAZEMZADEH – Durante la última década, la industria de la energía eléctrica ha experimentado cambios sin precedentes. Esto ha sido potenciado tanto por los adelantos tecnológicos como por la reestructuración de la propia industria. La reestructuración ha determinado el paso de muchas compañías de servicio desde un entorno regulado hacia un paradigma más orientado al mercado. Al mismo tiempo, los sistemas de TI que han apoyado las operaciones de transporte y distribución se han hecho más robustos y potentes, y han alcanzado ahora un punto en el que se pueden presentar aplicaciones múltiples en una sola plataforma. La red futura estará muy automatizada y podrá incorporar inteligencia para la explotación, la vigilancia e incluso la autorreparación. Esta red inteligente será más flexible, más fiable y más capaz de afrontar las necesidades del mundo de mañana. El siguiente artículo se centra principalmente en EE.UU., aunque la mayoría de las dificultades y conocimientos son de aplicación universal.

tes de suministro, gestión de personal y, además, registro y presentación de episodios. Como fruto de muchos años de investigación, desarrollo y una dilatada experiencia, así como de una estrecha colaboración con compañías de suministro público de todo el mundo, ABB reúne unas condiciones únicas para abarcar una visión global y los aspectos prácticos de las tecnologías emergentes y las aplicaciones necesarias en la actualidad para esas compañías.

### Historia breve de SCADA y DMS

El control de la energía eléctrica tiene su origen en el decenio de 1920, cuando las empresas predecesoras de ABB, ASEA y BBC, suministraron sus primeros sistemas de control a distancia para centrales eléctricas. Pero hasta el decenio de 1960 y la llegada del control informatizado del proceso no fueron posibles los modernos sistemas de control de redes eléctricas.

En aquel tiempo, los sistemas SCADA se diseñaban generalmente de forma exclusiva para cada cliente. Se trataba de sistemas privados exclusivos y aislados entre sí. Las consiguientes dificultades de coordinación contribuyeron a mantener la vulnerabilidad de las redes. Por tanto, hacían falta estrategias que pudieran impedir que las averías llegaran a convertirse en cortes de suministro de la magnitud del apagón de Nueva York de 1977.

El decenio de 1980 vio un nuevo avance de la tecnología informática. Se desarrollaron métodos para modelizar redes de distribución de gran tamaño de forma normalizada. De forma similar, SCADA y EMS se hicieron más complejos y proporcionaron a los explotadores de las redes de transporte unas herramientas mejores para el control de un flujo enorme de energía eléctrica. En el mundo empresarial, la década de los ochenta fue asimismo una era de liberalización. Con la liberalización de las compañías de aviación, telecomunicaciones y gas natural, tanto los organismos reguladores como las empresas de suministro empezaron a considerar si se podría conseguir lo mismo con la energía eléctrica.

Una iniciativa así exigía tipos de sistemas de TI totalmente nuevos (principalmente para atender a los mercados de venta mayorista), así como mejoras de la tecnología existente de SCADA/EMS. Quizá no por azar, la nueva generación de sistemas de control que había surgido a principios del decenio de 1990 pudo satisfacer estas demandas.

El progreso informático también ha cambiado DMS y OMS. Los DMS habían sido inicialmente prolongaciones a nivel de distribución de los sistemas SCADA/EMS o de sistemas independientes, pero las exigencias exclusivas de las operaciones de distribución hicieron que se diferenciaron más claramente.

---

A medida que los sistemas de distribución se van haciendo más “inteligentes” y más seguros, los centros de operaciones que los controlan también van cambiando para incorporar nuevas funciones que gestionen las redes en evolución.

Los sistemas clásicos de supervisión y control de las redes de distribución incorporaban tecnologías relativamente sencillas. Normalmente, un sistema de ese tipo se basaba en un panel mural que presentaba el estado del sistema. Este panel se cubría frecuentemente con notas adhesivas y chinchetas que describían cambios específicos. Esto hizo que el sistema en su conjunto fuera difícil de controlar e inflexible y presentase además dificultades para la seguridad. Los planos de los circuitos de distribución utilizados para el trabajo de mantenimiento estaban impresos en papel. A menudo se hacían en ellos anotaciones a mano y se corría el riesgo de que se quedarían desfasados. Las órdenes para planificar, ejecutar y hacer el seguimiento de las conmutaciones programadas en el sistema también estaban impresas en papel. Los avisos de cortes del suministro enviados por los clientes eran recibidos por operarios que no siempre tenían acceso directo a toda la información necesaria. También se hacía el seguimiento de estos cortes del suministro con etiquetas de papel. Las comunicaciones con el personal de campo se

Como líder del sector desde hace mucho tiempo y como innovador del sector de la tecnología eléctrica, ABB está a la vanguardia del desarrollo de sistemas de TI para el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Los años 1970 contemplaron la presentación del Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) [Control de supervisión y adquisición de datos] y el Energy Management Systems (EMS) [Sistema de gestión de energía], seguidos por el Market Management Systems (Sistemas de gestión de mercado) en la década de los ochenta, y los Outage Management Systems (Sistemas de gestión de cortes de suministro) y Distribution Management Systems (DMS) [Sistemas de gestión de distribución] en los 90. Todas estas soluciones se han ido desarrollando y mejorando a lo largo de los años. Una orientación más reciente del desarrollo de los sistemas se ha dirigido hacia un mayor grado de integración en forma de una plataforma común.

Esta plataforma es Network Manager™ de ABB. Integra completamente las aplicaciones anteriores e incluye asimismo Network Manager DMS de ABB, un sistema de gestión de operaciones diseñado para ayudar a los servicios públicos a reducir los costes de explotación y mantenimiento, mejorando al tiempo el servicio al cliente. DMS permite una modelización y gestión avanzada de redes, conmutación y etiquetado integrados, gestión de avisos de averías y cor-

**1 La coordinación y la comunicación con el personal de campo es un aspecto importante de la gestión de la red**

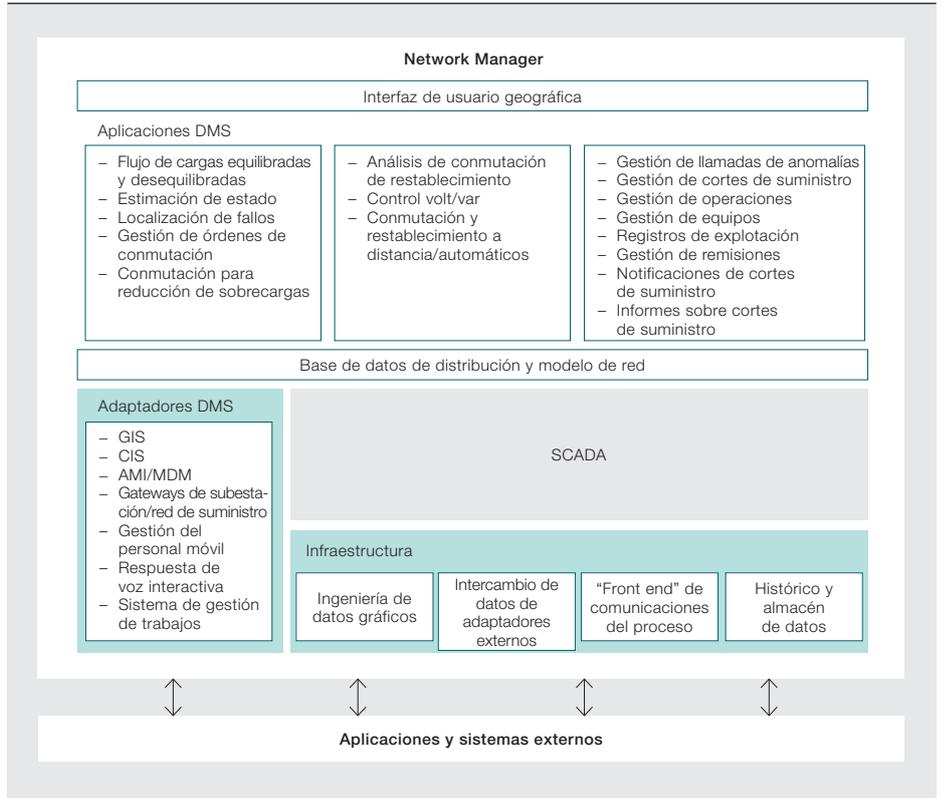


**El software analítico y otras aplicaciones avanzadas están aportando análisis de mayor alcance y permitiendo operaciones automatizadas.**

efectuaban por radio. Los equipos tenían que indicar su ubicación a los centros de operaciones y la comunicación de la conmutación, la colocación de etiquetas y otras operaciones se coordinaban verbalmente.

Pero esto no significaba que las operaciones de distribución permanecieran estancadas. A medida que cambiaban las necesidades técnicas y comerciales, también cambiaban muchos de los centros de operaciones de distribución. Muchos sistemas SCADA se fueron ampliando desde el sistema de transporte para cubrir la vigilancia y el control de los interruptores de los alimentadores de media tensión (MT) en el lado de la distribución. En algunos casos, incluso

**2 Network Manager es una plataforma integrada para SCADA, DMS y OMS**



se amplió el alcance del sistema SCADA más allá del interruptor del alimentador de media tensión hasta equipos tales como reconectores, interruptores y conmutadores de condensadores.

**Los DMS siguen evolucionando**

A medida que los sistemas de distribución se van haciendo más “inteligentes” y más seguros, los centros de operaciones que los controlan también van cambiando para incorporar nuevas funciones que gestionen las redes en evolución. Los sistemas de TI independientes utilizados en los centros de control se están racionalizando y comunicando sin fisuras para constituir un sistema integrado de vigilancia y gestión. El software analítico y otras aplicaciones avanzadas están aportando análisis de mayor alcance y permitiendo operaciones automatizadas. Los sistemas de control de los centros de operaciones ayudan no sólo a que la red sea más inteligente sino también a mejorar el apoyo para operaciones, mantenimiento y planificación. Dichos centros de operaciones integrados ayudan a las organizaciones de distribución a alcanzar sus objetivos a pesar de las exigencias cada vez mayores → 1.

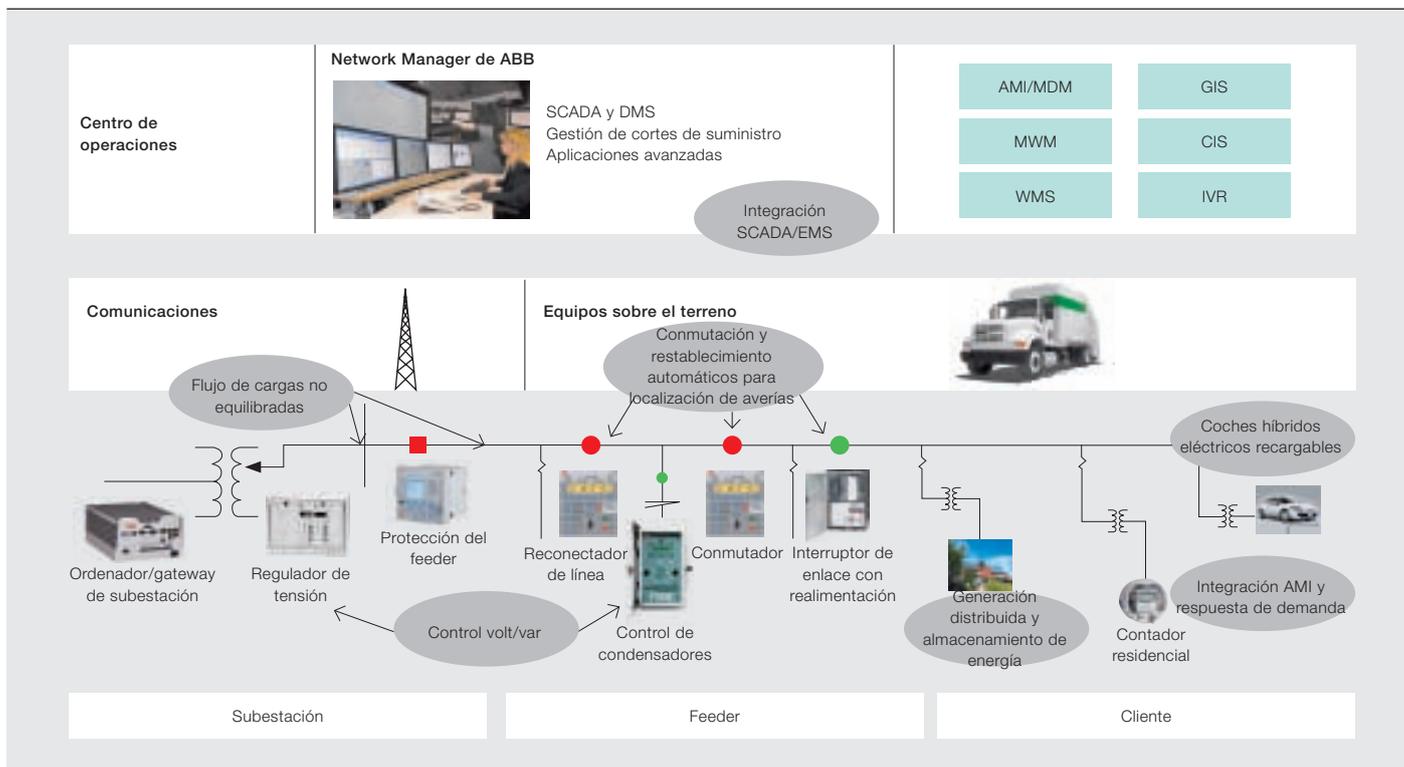
**Sistemas de centros de control**

En los últimos años, varios factores interconectados pero externos han acelerado el desarrollo y la expansión de las aplicacio-

nes para una tecnología de redes inteligentes. Incluyen la sociedad, la administración pública, el entorno comercial cambiante y la tecnología.

El papel cada vez mayor de las energías renovables y la generación distribuida y de los aspectos asociados de demanda-respuesta exigen enfoques nuevos en la gestión de redes. La liberalización de los mercados y el comercio de energía eléctrica están permitiendo además que los usuarios finales elijan el origen de su electricidad. Otro factor importante es el coste creciente de la generación y el transporte, tanto en términos de infraestructuras como de combustible. Sin embargo, desde un punto de vista comercial las empresas de distribución tratan también de que las redes inteligentes ayuden a mantener o mejorar la fiabilidad, aumenten el aprovechamiento de los recursos, aborden el envejecimiento de las infraestructuras y reduzcan las consecuencias de la pérdida de conocimientos a medida que los empleados llegan a la edad de jubilación en muchas partes del mundo.

Otro contribuyente importante al desarrollo de las redes inteligentes es la tecnología: muchas de las herramientas y las capacidades necesarias sencillamente no existían hace unos años. Uno de estos recursos son las comunicaciones. Las empresas de distribución pueden ahora elegir entre mu-



Muchas de las compañías de distribución están potenciando la automatización de subestaciones. Esto mejora el acceso a la información de los dispositivos electrónicos inteligentes.

chos medios de comunicación distintos: pueden utilizar una red especial de su propiedad (por ejemplo, redes de radio SCADA), o emplear infraestructuras de terceros (por ejemplo, comunicaciones mediante telefonía móvil). Varios factores pueden influir en una decisión de ese tipo. Una de las tendencias, sin embargo, está clara: la importancia de la comunicación bidireccional va a seguir creciendo.

Está aumentando el número de elementos de los equipos de distribución para las funciones de detección del alimentador, procesamiento de datos, control, y capacidad de comunicación. Los dispositivos y aparatos inteligentes están incluso introduciéndose en las redes domésticas. El despliegue de esta tecnología dependerá del desarrollo y la unificación de las normas de interoperabilidad.

### Las ventajas de la integración de sistemas

ABB es un líder mundial en el desarrollo de redes inteligentes, y ha dedicado mucho tiempo y recursos a los sistemas de centros de operaciones que son una parte fundamental de cualquier solución para este tipo de redes. Tres áreas importantes de la integración de sistemas son la integración del DMS con el SCADA, la integración de la infraestructura de medición avanzada (AMI) con el DMS y la integración de los datos de la pasarelas de las subestaciones y los dispositivos electrónicos inteligentes (IED).

ABB ha sido durante mucho tiempo un destacado defensor de la integración de SCADA al nivel de distribución con las aplicaciones de DMS. Al haber ahora más compañías de distribución instalando más sistemas SCADA en el sistema de distribución, ABB sigue mejorando el alcance de sus soluciones de integración. Las funciones disponibles incluyen ahora la transferencia de estado/puntos analógicos desde SCADA al DMS; el envío de comandos de control de supervisión y de cancelación manual desde el DMS al sistema SCADA; y una interfaz de usuario integrada que se ejecuta en la misma consola de operador de PC con acceso único integrado para los usuarios → 2.

Los explotadores de redes eléctricas están viendo las ventajas materiales de la implementación de sistemas integrados SCADA/DMS. Una de ellas es que el explotador obtiene un mejor rendimiento de un sistema y elimina así la necesidad de utilizar varios sistemas con datos potencialmente distintos. También incluyen el análisis integrado de la seguridad de las operaciones en subestaciones y circuitos comprobando si existen en un área etiquetas que afecten a las operaciones en otra, y la gestión simplificada de conexiones y autoridades en un sistema. Las compañías explotadoras han observado también un soporte de sistemas mejor y más consolidado para DMS, OMS y SCADA de distribución.

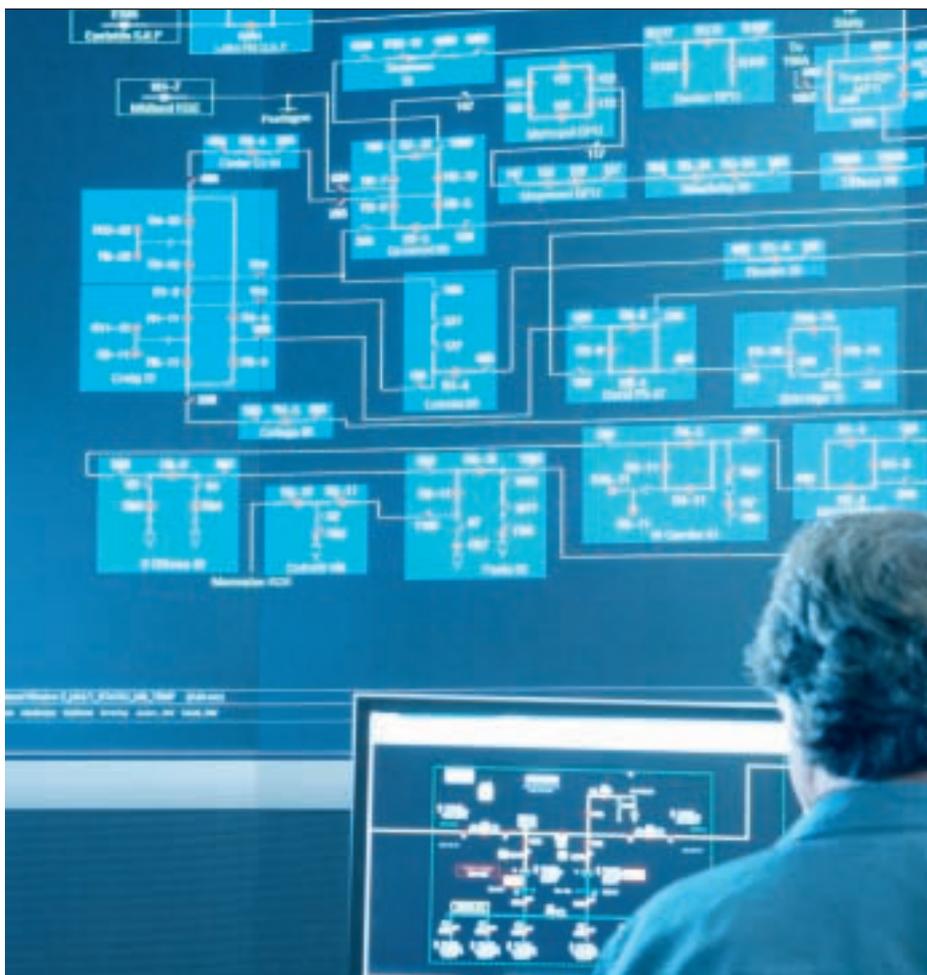
Gran parte del debate sobre el desarrollo de la red inteligente actual ha girado, hasta ahora, alrededor del potencial del AMI y las tecnologías emergentes avanzadas de medición. Como resultado, está aumentando rápidamente el número de instalaciones de sistemas AMI. ABB está desarrollando métodos para que las compañías explotadoras de redes de distribución mejoren el aprovechamiento de los datos AMI. Se han desarrollado y mejorado interfaces entre AMI, MDM (gestión de datos de mediciones) y SCADA/DMS para notificaciones de cortes de suministro, consultas de estado de los equipos de medida y notificaciones de restablecimiento. Se obtienen así las siguientes ventajas: disminución de la duración de los cortes de suministro al cliente y uso más eficiente de los recursos en el campo. También se ha explorado el empleo de otros datos AMI en las aplicaciones DMS, tales como indicaciones de tensión y datos de intervalo-demanda. Las ventajas de esto incluyen unos perfiles de tensión mejores en todo el sistema y un mejor conocimiento de la carga del sistema.

Además, muchas de las compañías de distribución están aumentando la automatización de subestaciones y el número de pasarelas de subestación en sus sistemas. Esto mejora el acceso a la información de los IED instalados en las subestaciones y los sistemas de distribución. Las capacidades de comunicaciones avanzadas que poseen muchos de estos IED incluyen controles más inteligentes de reconectores,

## Al haber ahora más compañías de distribución instalando más sistemas SCADA en el sistema de distribución, ABB sigue mejorando el alcance de sus soluciones de integración.

conmutadores y reguladores de tensión. La integración de estos sistemas con el DMS permite un control descentralizado a nivel de subestación/alimentador, a la vez que optimiza el sistema a través del DMS a nivel de éste.<sup>1</sup> La integración de SCADA/DMS con otros sistemas de servicios proporciona un centro de operaciones realmente integrado para la gestión de la red inteligente.

### 4 Las aplicaciones avanzadas permiten a los explotadores analizar las condiciones del sistema con más rapidez y tomar mejores decisiones



#### El centro de operaciones integrado

Un centro de operaciones de distribución inteligente y totalmente integrado incluirá aplicaciones de DMS para la gestión de sistemas de distribución que cubren la eficiencia, el control de tensión, la carga de equipos, la gestión de trabajos, la gestión de cortes de suministro y la fiabilidad. Estas aplicaciones del DMS utilizan un modelo basado en la base de datos de distribución y la topología de la red eléctrica. El modelo de red utiliza datos de un sistema de información geográfica (GIS) y se actualiza periódicamente para conservar la exactitud.

Un aspecto nuclear de un sistema de control de la distribución inteligente e integrado es la integración de los distintos sistemas de TI que en él se encuentran → 3. Muchas compañías de distribución están ampliando el alcance de SCADA más allá de las sub-

estaciones de distribución y hacia los alimentadores, lo que permite un mejor conocimiento de la situación y el control del sistema de distribución. Las interfaces con otros sistemas incluyen los sistemas AMI y MDM, así como pasarelas de subestación/red de suministro y concentradores de datos.

La estrategia de reparto entre el centro de operaciones integrado y los dispositivos de campo variará de una compañía de distribución a otra. Incluso puede haber varios enfoques dentro de una misma compañía de servicios.

#### Aplicaciones de red avanzadas

Con su plataforma Network Manager, ABB lidera la industria en el desarrollo de aplicaciones avanzadas para la gestión de sistemas de distribución. La plataforma Network Manager proporciona aplicaciones avanzadas que utilizan el modelo de red para ofrecer recomendaciones con vistas a un funcionamiento óptimo de la red. La plataforma

#### Notas a pie de página

<sup>1</sup> Véase también "Información, no datos" en las páginas 38-44 de ABB Review 3/2009.

incluye aplicaciones avanzadas de DMS incorporadas para el análisis del caudal de energía de la red de distribución, el funcionamiento óptimo de condensadores y reguladores, y el análisis de averías y conmutación de restablecimiento para fallos y cortes de suministro → 4.

La aplicación de Network Manager Distribution Power Flow (DPF) [Flujo de distribución de energía] es una aplicación integrada que proporciona soluciones de flujo no equilibrado de energía para análisis en línea de la red en tiempo real, análisis a petición de situaciones hipotéticas en el modo de simulación y análisis automático de planes de conmutación para el restablecimiento del servicio. La aplicación Network Manager DPF se ha diseñado para que admita modelos de distribución a gran escala extraídos del GIS y para aportar soluciones rápidas en tiempo real. La aplicación puede apoyar redes de distribución conectadas

## La respuesta a la demanda, controlada por el proveedor de electricidad o por el consumidor, también afectará a los flujos de suministro eléctrico y a los perfiles de tensión.

en configuración mallada e incluir múltiples fuentes alternativas, bucles eléctricos y bucles de fase subterráneos.

La aplicación Volt/var Optimization (VVO) [Optimización de voltios/var] permite a una empresa de distribución minimizar la demanda máxima y reducir las pérdidas reales de potencia. Esto aplaza la necesidad de aumentar la generación, el transporte y la capacidad de las subestaciones, reduce los costes de adquisición de energía y combustible y, en consecuencia, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación VVO vigila la red de distribución y calcula los ajustes óptimos de control de distribución mediante la minimización de una función ponderada de la demanda, las pérdidas y las infracciones de tensión/intensidad en los sistemas de distri-

bución trifásico, desequilibrado y mallado. La aplicación VVO calcula los ajustes óptimos de control para condensadores conmutables y conmutadores de tomas de transformadores de regulación de tensión. La aplicación Network Manager Fault Location (FL) [Localización de averías] utiliza el análisis de cortocircuitos y puede ayudar a reducir considerablemente los valores de CAIDI y SAIDI<sup>2</sup>, disminuyendo el tiempo que los diagnosticadores de averías o el personal de reparación necesitan para localizar las averías del sistema. La aplicación calcula las posibles localizaciones de averías en los circuitos de distribución observando las mediciones de fallos de corriente y la conectividad de la red en tiempo real. La aplicación de Network Manager Restoration Switching Analysis (RSA) [Análisis de conmutaciones para restablecimiento de servicio] proporciona a la compañía explotadora un método rápido para identificar las opciones de conmutación para aislar una zona con avería y recuperar el suministro a tantos clientes como sea posible sin crear nuevas sobrecargas. La aplicación RSA calcula y analiza los planes alternativos para aislar una ubicación concreta de la avería y reanudar el suministro a los clientes aislados de la zona de avería.

Estas aplicaciones proporcionan un apoyo a la toma de decisiones para las compañías explotadoras en modo manual y un apoyo totalmente automatizado sin intervención del explotador. A medida que las empresas de servicios se inclinan cada vez más hacia redes inteligentes y utilizan mejores datos y tecnologías más avanzadas, las aplicaciones avanzadas se ejecutarán cada vez más en modos automatizados, mejorando aún más la fiabilidad y el rendimiento de las operaciones de distribución.

### El futuro de los centros de distribución inteligentes

El centro de operaciones integrado será una clave para la red inteligente de distribución. ABB sigue aumentando la funcionalidad de los centros de operaciones para satisfacer los requisitos técnicos y empresariales de las organizaciones de distribución. Sin duda, el funcionamiento general de los sistemas de distribución será cada vez más complejo. El crecimiento de la generación distribuida y el almacenamiento de la energía afectarán al caudal de energía en el sistema. La respuesta a la demanda, controlada por el proveedor de electricidad o por el consumidor, también afectará a los flujos de suministro eléctrico y a los perfiles de tensión. Además, hay una tendencia cre-

ciente a aplicar más inteligencia en los dispositivos del sistema de distribución, tales como dispositivos electrónicos inteligentes (IED), ordenadores y pasarelas de subestación, sensores y medidores avanzados. Algunos de estos elementos darán lugar a nuevas medidas de control local, aumentando aún más la complejidad del funcionamiento de los sistemas de distribución.

En presencia de proporciones crecientes de inteligencia y control descentralizados, el centro de operaciones integrado será una forma centralizada de supervisar y coordinar todo el sistema.

### ¿Qué vendrá a continuación?

Las redes de distribución inteligentes del siglo XXI necesitarán centros de operaciones innovadores. ABB está invirtiendo fuertemente en el desarrollo de centros de operaciones integrados para redes de distribución inteligentes. Esto incluye tanto la integración avanzada de los sistemas existentes como el desarrollo de nuevas aplicaciones.

Las compañías explotadoras de redes inteligentes dispondrán de una visión completa del sistema de distribución que incluye estado y vigilancia, control, respuesta a cortes de suministro, trabajo planificado, carga óptima de los equipos, mejor control de la generación distribuida, almacenamiento de energía y recursos para la respuesta a la demanda. Estos centros integrados de operaciones de distribución ayudarán a las empresas de distribución en su misión para cumplir los objetivos de clientes, propietarios, empleados y de la misma sociedad.

#### Marina Ohn

ABB Power Systems, Network Management  
Zurich, Suiza  
marina.ohn@ch.abb.com

#### Hormoz Kazemzadeh

ABB Power Systems, Network Management  
Raleigh, NC, Estados Unidos  
hormoz.kazemzadeh@us.abb.com

#### Notas a pie de página

- 2 CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index (Índice de duración media de interrupción para clientes), calculado como la suma de todas las duraciones de cortes de suministro para los clientes dividida por el número de interrupciones. SAIDI: System Average Interruption Duration Index (Índice de duración media de interrupción del sistema), calculado como la suma de todas las duraciones de cortes de suministro para los clientes dividida por el número total de clientes atendidos.



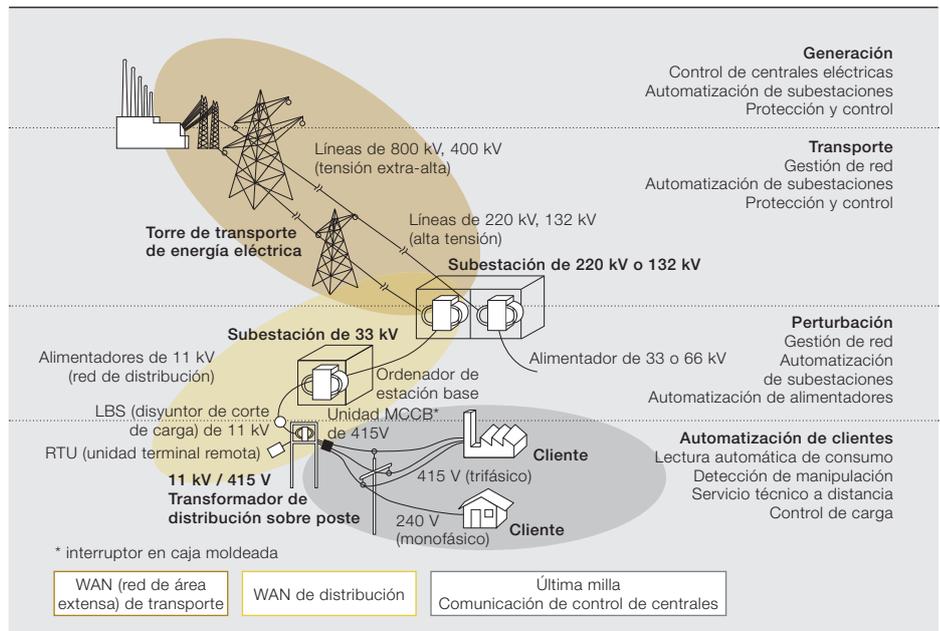
# Conectada

## El sistema nervioso de la red inteligente

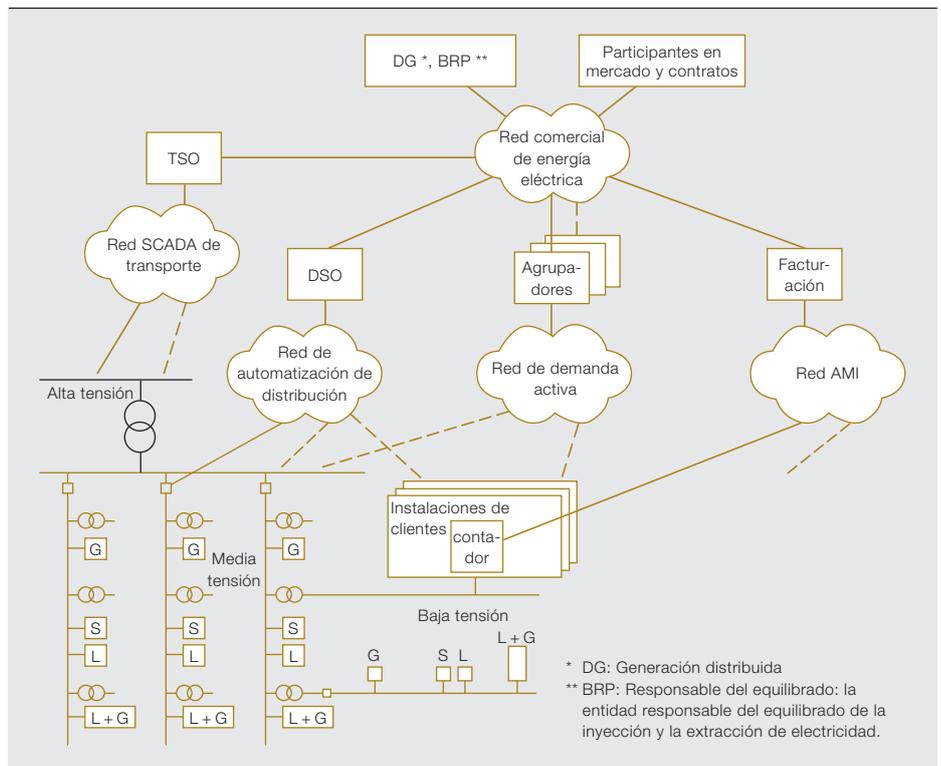
DACFEY DZUNG, THOMAS VON HOFF, JAMES STOUPIS, MATHIAS KRANICH – La evolución de las redes inteligentes, con requisitos de control cada vez más complejos, está llevando a un aumento de las necesidades de comunicaciones. Las comunicaciones de las compañías eléctricas en realidad se anticipan en muchas décadas al lanzamiento de las redes inteligentes: de hecho, BBC (una de las empresas predecesoras de ABB) empezó a ofrecer control de rizado hace más de 60 años, permitiendo el control a distancia de calderas, secadoras, lavadoras y otras grandes cargas durante los picos de demanda. Al evolucionar las redes, también lo hicieron las necesidades y por tanto la demanda de tecnologías de comunicaciones. En la actualidad, las redes de

distribución de electricidad están evolucionando cada vez más hacia redes inteligentes. Las características de esas redes incluyen la generación distribuida, la participación del usuario en el mercado liberalizado y un mayor empleo de la automatización (incluida la automatización de la distribución, la gestión activa de la demanda y la lectura automática de contadores). Este último aspecto precisa que una red de comunicaciones conecte los dispositivos de protección y control utilizados en la red de distribución. Requisitos clave son la interoperabilidad y la fiabilidad, es decir, que todos los dispositivos de control y protección deben poder comunicarse en una diversidad de canales.

## 1 Esquema de comunicaciones de una compañía de servicio público



## 2 Requisitos de comunicaciones en una red inteligente



Una sola red de área regional puede soportar todas las funciones de red inteligente de automatización de la distribución, control de demanda activa y lectura automática de consumo.

El funcionamiento inteligente de las redes eléctricas de distribución comenzó hace más de 60 años, cuando BBC y otras empresas comenzaron a implantar sistemas de control del rizado en varios países europeos. Esto permitió gestionar los picos de carga por medio de la conexión o desconexión selectivas de grupos de cargas eléctricas [1]. Este sistema de control del rizado utiliza la propia línea de distribución como medio de comunicación fiable. La compañía envía señales eléctricas a la frecuencia de audio, que pasan a través de los transformadores de media y baja tensión y son detectadas por los receptores de control de rizado conectados a las líneas de baja tensión (LV) en las instalaciones del cliente. Gracias a ellas, se controlan a distancia grandes cargas o grupos de cargas como lavadoras, calderas de agua caliente etc. La disponibilidad de un canal de comunicaciones fiable entre el centro de control y el equipamiento del usuario final permite un mejor control de los picos de carga.

ABB proporciona a las compañías eléctricas soluciones llave en mano para las redes de comunicaciones de gran cobertura → 1. Para las aplicaciones SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) de las redes eléctricas de transporte de alta tensión, los enlaces de comunicaciones de gran cobertura se basan en los de banda ancha por fibra óptica, de radio por microondas digital punto a punto y de comunicaciones punto a punto utilizando las propias

líneas eléctricas de alta tensión [2]. Hay varios protocolos normalizados que se utilizan para dichas aplicaciones [3].

### Un mercado cambiante

Como se trata en otros lugares de este número de la *Revista ABB*<sup>1</sup>, los marcos económico y normativo de las redes eléctricas han cambiado en la última década. Se han liberalizado los mercados eléctricos y ha aumentado el porcentaje de generación

distribuida. En un mercado eléctrico liberalizado, los consumidores pueden ser participantes activos. Debido al aumento de las fuentes de energía distribuidas, la distribución de electricidad ya no se produce según la clásica configuración ramificada de flujos unidireccionales desde las grandes plantas generadoras a los consumidores. Las unidades de producción, almacenamiento y consumo locales se distribuyen geográficamente y, como consecuencia, la

dirección de la circulación de la energía por la red de distribución puede cambiar rápidamente, lo que exige un mayor grado de protección y control. Al mismo tiempo, han aumentado la dependencia y las expectativas de los clientes en cuanto a la disponibilidad de la energía eléctrica. Esto se refleja también en la normativa aplicada o que se va a aplicar que penaliza a las compañías por los cortes de suministro. El objetivo es mantener y aumentar la calidad y la fiabilidad de la energía eléctrica. Una medida de esta fiabilidad es el System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) [índice de la frecuencia media de las interrupciones del sistema], que se toma como base para los pagos de compensaciones. Para satisfacer unos requisitos cada vez más exigentes, la red de distribución requiere un mayor grado de automatización inteligente.

### Requisitos de comunicaciones para la red inteligente

Las redes inteligentes hacen hincapié en la infraestructura de distribución de baja y media tensión de cobertura regional. Desde la perspectiva de las comunicaciones, las funciones de las redes inteligentes pueden clasificarse en tres tipos según sus necesidades de comunicaciones → 2:

#### Automatización de la distribución (DA)

La DA se ocupa del control operativo de la red, es decir, de la supervisión de intensidades y tensiones en la red de distribución y el dictado de comandos a unidades alejadas. Cuando se produce una avería en un segmento de media tensión, los interruptores de protección deben aislarla. Hay que reconfigurar rápidamente los caminos que recorre la electricidad utilizando conmutadores de media tensión para restablecer el suministro en el área más amplia posible. La reconfiguración a distancia realizada por el operario del sistema de distribución de media tensión (DSO) o el ordenador de la subestación es una función principal de la DA. Normalmente, se deben poder direccionar varias decenas o cientos de unidades remotas. Las latencias de las comunicaciones para dichas aplicaciones van desde los cientos de milisegundos a algunos segundos. Es importante señalar que no suelen admitirse funciones de protección a distancia que requieran comunicaciones rápidas con latencias de milésimas de segundo.

#### Control activo de la demanda (AD)

Las funciones de AD realizan el control y la programación activos de la demanda, el almacenamiento y la generación distribuida

de la energía eléctrica y se basan en señales de volumen y precio. El objetivo es aumentar la eficiencia de la red y evitar sobrecargas mediante una combinación de programación/predicción y desconexión de cargas optimizadas. Esta funcionalidad es menos crítica respecto al tiempo que la automatización de la distribución, y los requisitos de latencia son del orden de algunos minutos.

#### Lectura avanzada de contadores (AMR)

La AMR registra la energía realmente transmitida y calcula la información de facturación adecuada, teniendo en cuenta los precios que corresponden en función del momento y el contrato. La infraestructura de AMR (AMI) conecta al centro de facturación miles o millones de contadores, algunos en lugares de difícil acceso. Los datos reales de la energía acumulada o los perfiles de carga necesarios para la facturación solamente tienen que transmitirse una vez al día o al mes.

Un hogar inteligente se puede conectar a la red inteligente [4], y por tanto puede que se precisen en los edificios otros requisitos de comunicaciones (área local) [5]. Sin embargo, este artículo sólo aborda las necesidades de comunicaciones de área regional de las redes inteligentes.<sup>2</sup>

El análisis anterior muestra que los requisitos técnicos para las comunicaciones en la red inteligente son moderados, en particular por lo que se refiere a la tasa de datos y las latencias (excluyendo las funciones de protección). Si bien se pueden admitir algunos retardos en las comunicaciones, puede garantizarse una alta fiabilidad mediante la detección de errores y la retransmisión automática. Por lo tanto, los principales criterios de selección son los costes de adquisición e instalación de los equipos y los costes de funcionamiento durante la vida útil.

#### Tecnologías de comunicaciones para la red inteligente

Actualmente se dispone de una amplia variedad de tecnologías de comunicaciones para apoyo de las aplicaciones de redes inteligentes. Van desde productos con cable a dispositivos inalámbricos e incluyen sistemas híbridos que incorporan ambas clases de tecnologías. Es poco probable que una sola tecnología proporcione una solución completa para todas las comunicaciones de redes inteligentes. Por tanto, un requisito clave es la interoperabilidad de las distintas tecnologías: dispositivos de distintas redes que utilicen medios de comunicación distintos deben poder comunicarse entre

### 3 Criterios a tener en cuenta al seleccionar los medios de comunicación

- Disponibilidad de medios de comunicación, tales como conexiones existentes en línea de cobre o de fibra óptica
- Disponibilidad de canalizaciones para cables o de torres de transmisión de radio
- Prestaciones de comunicación, tales como tasa de datos (ancho de banda) y cadencia de transmisión para un número dado de nodos de comunicación
- Fiabilidad y disponibilidad de la comunicación
- Requisitos de seguridad, es decir, confidencialidad, integridad, autenticación
- Interoperabilidad y aplicación de normas
- Inversión inicial
- Costes recurrentes, por ejemplo, los costes de funcionamiento y los pagos mensuales de transmisión de datos
- Tecnología estable con respecto a futuros cambios tecnológicos

sí. La interoperabilidad también se refiere a los equipos de distintos fabricantes y subproveedores, por lo que las normas técnicas desempeñan un papel clave.

Para seleccionar un sistema de comunicaciones para aplicaciones de redes inteligentes, deben considerarse muchos aspectos, algunos de los cuales se muestran en → 3.

Las tecnologías que se utilizarán en las aplicaciones de redes inteligentes dependerán de estos criterios y de las necesidades de cada empresa de servicio público. Los principales criterios técnicos son las prestaciones, la seguridad y la interoperabilidad de las comunicaciones. El ancho de banda suministrado por la infraestructura de comunicaciones debe ser susceptible de ampliación y poder soportar desde miles hasta millones de puntos de datos presentes en un sistema de servicios públicos. Debido a los requisitos legales y operativos de seguridad informática de las infraestructuras críticas, la seguridad está también convirtiéndose cada vez más en un factor importante.

Por lo tanto, la interoperabilidad y la normalización son atributos esenciales de la futura tecnología. Reducirán el tiempo de ingeniería de la compañía, con aplicaciones del tipo "plug and play". Sólo los sistemas que cumplan estos criterios podrán apoyar la DA, el AD y las aplicaciones de AMR/AMI de una red inteligente.

#### Notas a pie de página

- 1 Véase por ejemplo "El siguiente nivel de evolución" en las páginas 10-15 de este número de la Revista ABB.
- 2 En los Estados Unidos

Las principales tecnologías de comunicaciones disponibles en el mercado para apoyo de las aplicaciones de redes inteligentes son las siguientes → 7:

#### Redes de comunicaciones por cable para compañías de servicios públicos

Una compañía puede construir canalizaciones hasta sus nodos de distribución de energía eléctrica para llevar los cables de comunicaciones al lado de los cables eléctricos. Estos cables pueden ser cables de cobre que transporten señales de módem telefónico de baja velocidad o señales de línea de abonado digital (DSL) de banda ancha. Los nuevos sistemas se basarán en fibra óptica y transportarán, por ejemplo, señales de Ethernet para configurar grandes redes de zonas metropolitanas de banda ancha (MAN) con tasas de datos de usuario de muchos Mb/s.

#### Sistemas de radio utilizados por las compañías de servicios públicos

Estas redes → 4 las instala y opera la compañía. Los enlaces de radio ofrecen normalmente comunicaciones de banda estrecha con tasas de datos de usuario de solamente algunos kb/s, pero son de largo alcance (hasta 30 km). Las frecuencias de radio se encuentran en las bandas libres sin licencia ("radios Ethernet" que emplean transmisión de espectro extendido a 900 MHz en Norteamérica), o en bandas que requieren el pago de licencia (módem de radio de banda estrecha en VHF de 150 MHz o UHF de 400 MHz en Europa [6]). Para la lectura de contadores automáticos se han empleado sistemas de radio especializados con transmisores de baja potencia y lecturas efectuadas desde un vehículo. Para volúmenes de datos elevados hay sistemas de microondas de punto a multipunto.

#### Sistemas de datos basados en telefonía móvil pública

Ejemplos extendidos de este tipo de red son CDMA2 y GSM/GPRS<sup>3</sup> → 4. Los sistemas de cuarta generación que están apareciendo son WiMax y Long-Term Evolution (LTE) de UMTS. Estos sistemas están optimizados para su uso público por los consumidores en términos de cobertura y carga de tráfico, por lo que hay que asegurarse de que sus prestaciones de alcance sean suficientes para el control de redes críticas por su cometido. Además, la adopción de estas tecnologías significa que las compañías eléctricas deben establecer acuerdos de servicio con terceros proveedores de

## 4 Comunicaciones inalámbricas: tecnologías y aplicaciones

Tecnología	Normas	explotador/ propietario	banda de frecuencias	Tasa de datos	Aplicaciones
Radio VHF/UHF	privada, PMR	Servicio público	150 MHz / 400 MHz	De banda estrecha	voz; DA, SCADA
Inalámbrica de 2,4 GHz	WLAN, ZigBee	Del cliente, servicio público	2,4 GHz	De banda ancha	AMR (de corto alcance), domótica
punto-a-multipunto	privada, WiMAX	Servicio público o de terceros	5 – 60 GHz	De banda ancha	datos de alta velocidad; DA, SCADA
servicios de datos móviles públicos	GSM/GPRS UMTS CDMA	De terceros	900/1800 MHz (UE) 800/1900 MHz (EE.UU.)	De banda estrecha/ banda ancha	voz, datos; DA, AMR
comunicación por satélite	privada, EUTELSAT	De terceros	6 GHz, 12 GHz	De banda estrecha	AMR

## 5 Comunicaciones por líneas de transporte y distribución: clasificación y aplicaciones

	Comunicación por línea de transporte en banda estrecha	Comunicación por línea de transporte en banda ancha
Líneas de transporte de alta tensión	comunicaciones SCADA a larga distancia [6]	-
Líneas de distribución de media tensión	Automatización de distribución Demanda activa	red troncal de comunicación
Líneas de distribución de baja tensión de servicios públicos	Automatización de distribución Demanda activa, Lectura automática de consumo	acceso a Internet público en última milla
Líneas de distribución domésticas de baja tensión	Automatización doméstica y de edificios [7]	red de área local doméstica

servicio de telefonía móvil, lo que implica costes de explotación recurrentes.

#### Comunicaciones por satélite

Se dispone de sistemas para velocidades de datos bajas y altas, aunque estas últimas requieren antenas parabólicas más caras. Los sistemas de comunicación de satélites también dependen de terceras compañías. Por lo que se refiere a la asignación de anchura de banda, los proveedores de comunicaciones por satélite ofrecen tanto servicios compartidos como reservados. Para las aplicaciones de DA y de AD se suelen emplear servicios reservados, mientras que para AMR basta con servicios compartidos.

#### Comunicaciones por las líneas de transporte y distribución (PLC, DLC)

Un medio obvio de comunicación para las compañías eléctricas es la propia línea de distribución de electricidad → 5. En la red de alta tensión, HV-PLC es una tecnología consolidada [6]. En la red de baja tensión se han hecho muchos intentos para prestar servicio de banda ancha a los consumidores sobre la línea eléctrica (BPL) como tecnología de acceso a internet. En buenas

condiciones de la red se alcanzan velocidades de datos acumuladas de hasta decenas de Mb/s, pero la distancia de comunicación y la disponibilidad pueden ser insuficientes para aplicaciones de redes inteligentes, pues el alcance y la fiabilidad son más críticas que las elevadas velocidades de datos. Se están desarrollando tecnologías y normas para DLC de banda estrecha en las redes de alta y media tensión. Normalmente, una determinada red inteligente de una compañía utilizará combinaciones de estas tecnologías y sistemas.

#### Adaptación de las tecnologías a los requisitos

Según las funciones de la red inteligente, se pueden aplicar diferentes tecnologías. Los requisitos de ancho de banda suelen ser moderados, pero la disponibilidad debe ser alta. Por tanto, las compañías tienden a preferir sus propias infraestructuras a las de otros proveedores de servicios. En → 4 se enumera sistemas inalámbricos para estas dos opciones. En la práctica, suelen ser

#### Notas a pie de página

3 En la mayor parte del mundo (incluyendo los Estados Unidos)

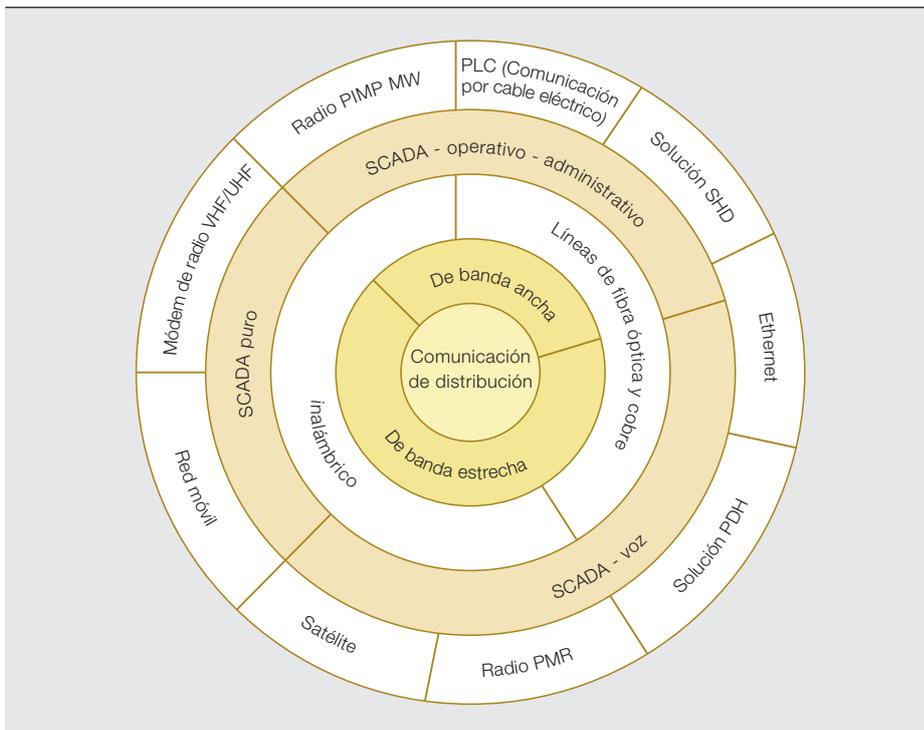


más adecuados los módem de radio operados por la propia compañía. Mientras sea baja la demanda de ancho de banda, los módem de radio son la solución con la mejor relación coste-beneficio. Por otro lado, el uso de redes públicas de telefonía móvil permite disponer de comunicaciones sencillas y rentables.

El despliegue de nuevas redes de comunicaciones para las compañías eléctricas es más fácil mediante comunicaciones inalámbricas o comunicaciones sobre la propia red de distribución eléctrica. Esta última tecnología de transporte por línea de suministro (DLC), ya se ha adoptado para sistemas de control de rizado; en el Recuadro informativo → 3 se recogen también sistemas digitales extensos, principalmente para la lectura automática de contadores. Para la explotación de redes inteligentes se requieren sistemas DLC más fiables y flexibles que proporcionen la opción de añadir gradualmente nuevos servicios. La dificultad reside en el cumplimiento de unos requisitos más exigentes de fiabilidad y alcance en las comunicaciones así como en una fácil instalación.

### ¿Qué ofrece ABB?

Las redes de comunicación para redes inteligentes son complejas y pueden incluir muchos sistemas y tecnologías diferentes. ABB tiene experiencia en la ayuda a las compañías eléctricas para evaluar las tecnologías de comunicaciones. Con su conocimiento de los requisitos y las limitaciones



de las compañías, ABB puede ofrecer soluciones a largo plazo que podrán satisfacer necesidades futuras. Ejemplos de nuevas soluciones son la nueva opción de AR radio de ABB → 6, la integración de módulos de comunicaciones en los dispositivos de aplicaciones (como la placa Ethernet en la familia RTU560) y la asociación con proveedores de servicios (por ejemplo, para soluciones por satélite). Se apoyará la gestión integrada de redes y el encaminamiento por una diversidad de medios de comunicación.

Considerando su oferta total de sistemas de gestión de redes SCADA, soluciones RTU, productos de distribución y automatización de alimentadores y sistemas de comunicaciones, ABB es el socio y proveedor de redes inteligentes por excelencia.

#### Dacfeý Dzung

##### Thomas von Hoff

ABB Corporate Research  
Baden-Dättwil, Suiza  
dacfeý.dzung@ch.abb.com  
thomas.von.hoff@ch.abb.com

#### James Stoupis

ABB Corporate Research  
Raleigh, NC, Estados Unidos  
james.stoupis@us.abb.com

#### Mathias Kranich

ABB Power Systems  
Baden, Suiza  
mathias.kranich@ch.abb.com

#### Referencias

- [1] ABB Calor Emag, Switchgear Manual, 10ª edición revisada, 2001. Capítulo 14.6: Load management, ripple control.
- [2] Ramseier, S., Spiess, H., El canto de las líneas eléctricas: la comunicación mantiene el flujo de energía. *Revista ABB* 2/2006, 50–53.
- [3] Mohagheghi, S., Stoupis, J., Wang, Z. (2009). Communication Protocols and Networks for Power Systems – Current Status and Future Trends, IEEE Power System Conference and Exposition, 2009.
- [4] Dörstel, B., Living Space (espacio habitable): nueva dimensión en el control de edificios (*Revista ABB* 4/2008, 11–14).
- [5] Rohrbacher, H., Struwe, C, Eficacia energética inteligente: cómo controlan nuestros edificios los sistemas de bus KNX. *Revista ABB* 1/2008, 14–17.
- [6] Comunicaciones de servicios de abastecimiento de ABB, "Distribution Communication", folleto disponible en [www.abb.com/utilitycommunications](http://www.abb.com/utilitycommunications).

#### Bibliografía

- Timbus, A., Larsson, M., Yuen, Ch., Active Management of Distributed Energy (2009). Resources using Standardised Communications and Modern Information Technologies, IEEE Transactions on Industrial Electronics 2009.
- Yuen, Ch., Comino, R., Kranich, M. (junio de 2009). The role of communication to enable smart distribution applications, CIREN, junio de 2009.
- Taylor, T., Ohn, M. Network Management for smart grids: Innovative operations centers to manage future distribution networks, *Revista ABB* 3/2009, 45–49.



# Cerrar el bucle

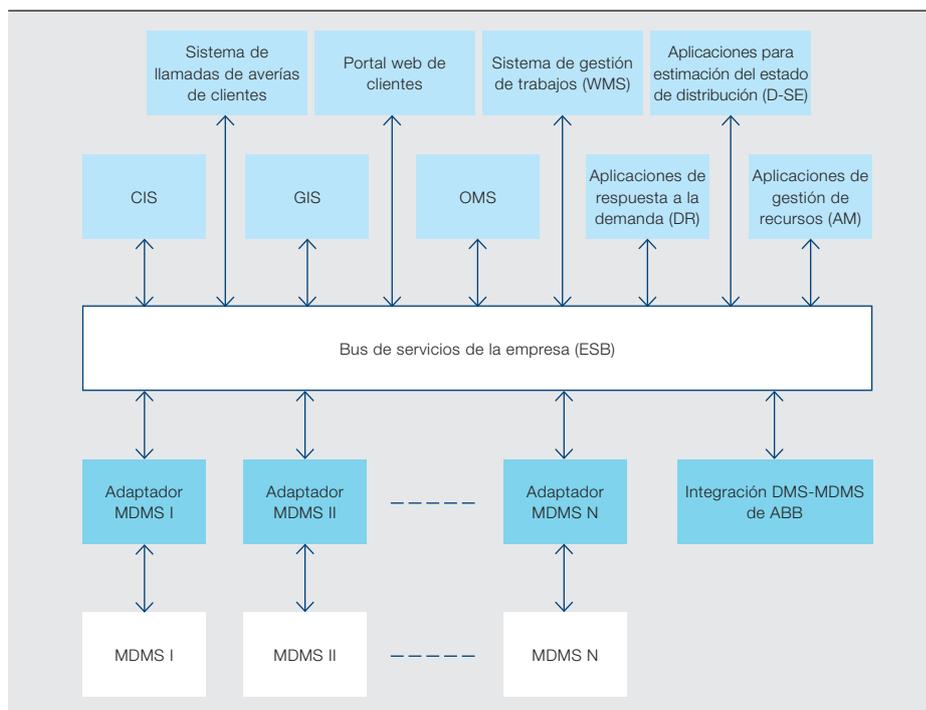
Los sistemas inteligentes de gestión de la distribución están ayudando a ofrecer servicios más eficientes y fiables

WILLIAM PETERSON, XIAOMING FENG, ZHENYUAN WANG,  
SALMAN MOHAGHEGHI, ELIZABETH KIELCZEWSKI –

Las compañías eléctricas buscan siempre la forma de mejorar el servicio al cliente optimizando al tiempo el rendimiento global y reduciendo los costes de explotación. En el corazón del control de la distribución, las aplicaciones del sistema de gestión de distribución (DMS) inteligente tienen la capacidad de ayudar a las compañías eléctricas a conseguirlo proporcionando una información rápida, precisa y detallada acerca de un sistema de distribución, de forma que se puedan adoptar decisiones estratégicas. Históricamente, las principales fuentes de datos de una aplicación DMS fueron la telemetría SCADA, los avisos del cliente final y los informes del personal de mantenimiento y reparación. Con la tendencia del sector hacia las redes inteligentes, estas fuentes se están enriqueciendo con multitud de sensores con

capacidades de comunicación que se despliegan con vistas a la automatización de subestaciones y de la distribución y a una infraestructura avanzada de mediciones. La integración de estos datos de sensores en las aplicaciones DMS avanzadas es esencial para recoger los posibles beneficios de las inversiones y para justificar el coste de crear la infraestructura de detección y comunicación. Con aplicaciones avanzadas, el sistema de distribución ofrece a los clientes unos servicios más eficientes y fiables y, al mismo tiempo, ayuda a reducir el impacto ecológico de la producción de electricidad. La disponibilidad de información en tiempo real y casi instantánea del sistema no sólo mejora las capacidades de las aplicaciones existentes, tales como el análisis de los cortes del servicio, sino que también permite disponer de aplicaciones de redes inteligentes avanzadas que no eran posibles anteriormente.

## 1 Presentación del sistema inteligente de gestión distribuida de ABB compatible con AMI (Infraestructura avanzada de medición)



Se llama infraestructura de mediciones avanzada (AMI) a la tecnología y la infraestructura de información que recogen, comunican, consolidan y transmiten información relativa al uso de la electricidad y a la calidad y el estado de los denominados contadores inteligentes.<sup>1</sup> Un contador inteligente no es sólo un punto de instrumentación, sino también un punto de interacción (POI), o en otras palabras, un nodo inteligente de la red inteligente.

Con el rápido despliegue de AMI en muchas compañías, las aplicaciones de un sistema de gestión de la distribución (DMS) experimentan una renovación importante para poder adoptar decisiones más rápidas y fundadas, y alcanzar más rápidamente los objetivos del control de la red con menor coste y mayor fiabilidad. La integración de DMS/AMI no deja de presentar dificultades pero, gracias a las aplicaciones de redes inteligentes, como los sistemas de gestión de cortes del suministro (OMS), la estimación del estado de la distribución (D-SE) y la respuesta a la demanda (DR) entre otras, preparadas para beneficiarse de esta integración, las compañías conseguirán una explotación más eficiente y los clientes dispondrán de una energía más fiable.

### Las ventajas de la supervisión y el control del consumo de electricidad

Las aplicaciones DMS avanzadas necesitan información de la red en tiempo real o casi real, incluyendo la conectividad de la

red (estado de conexión o desconexión de los dispositivos de conmutación), los niveles de carga (corriente) en los puntos de servicio (transformadores de carga de las instalaciones del cliente final) y origen de los alimentadores (transformadores de las subestaciones de distribución), así como los perfiles de tensión de los alimentadores (tensiones a lo largo de los alimentadores principales y laterales). El control de supervisión y la telemetría de adquisición de datos (SCADA) clásicos pueden facilitar información sobre los equipos de la subestación y alimentadores, pero el coste de la infraestructura necesaria para recopilar información al nivel del transformador de carga y más allá es demasiado prohibitivo. Esto se puede solucionar utilizando una AMI ya existente, que no sólo proporcione información del transformador de carga a un coste muy inferior sino que también pueda llegar a cada hogar.

### Arquitectura del sistema

La integración de los datos de los contadores inteligentes en un DMS permitirá una nueva generación de aplicaciones para redes inteligentes a nivel del centro de control. Sin embargo, la normalización de esta integración no es fácil debido a los muchos tipos de tecnologías AMI que existen y a los distintos requisitos para cada aplicación de red inteligente. ABB trata de que el sistema de gestión de datos de mediciones (MDMS) de cualquier proveedor de AMI se pueda integrar fácilmente con los productos DMS

del Network Manager de ABB. El núcleo de esta visión se muestra en → 1, donde los adaptadores MDMS permiten la transferencia de datos AMI del MDMS de cualquier proveedor a través del bus de servicio de la empresa (ESB) del DMS inteligente de ABB.

### Gestión avanzada de cortes de suministro

Un corte de suministro es una interrupción continuada de la energía suministrada y se produce cuando un fusible, reconector o interruptor automático ha eliminado una avería y, como consecuencia, los clientes situados después del dispositivo protector sufren una pérdida de suministro de energía. Durante un corte de suministro de ese tipo y sin comunicación directa entre el contador del cliente y el DMS, el método más sensato y quizá el único es que el cliente llame a la empresa suministradora local para informar del corte y esperar entonces hasta que se restablezca el suministro. Con AMI, esta acción es innecesaria porque el corte del suministro se notificará automáticamente al DMS en cuestión de segundos. De esta forma, un programa de análisis de los cortes de suministro (OA) procesará de forma continua los mensajes recibidos relativos a episodios de cortes

#### Notas a pie de página

- 1 Un contador inteligente puede describirse como la versión digital del contador de electricidad electromecánico clásico.

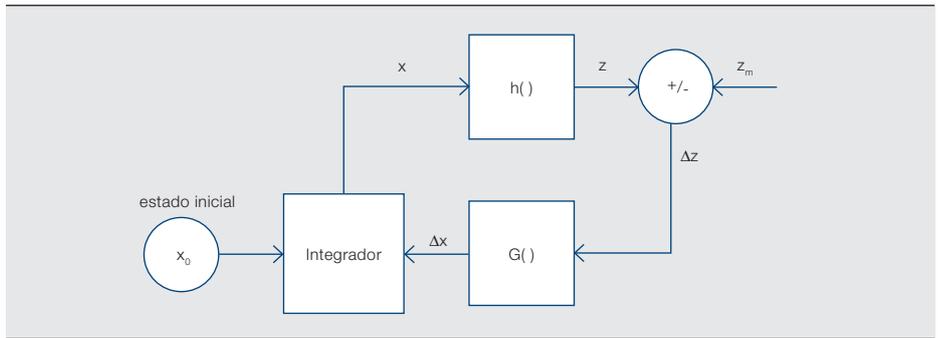
para determinar con exactitud dónde se ha perdido el suministro de energía y deducirá la localización más probable de la avería antes de informar a los clientes del tiempo estimado para el restablecimiento del servicio. AMI reduce el tiempo necesario para el análisis de los fallos de horas a minutos y reduce la duración del corte para los clientes.

Cuando se produce un corte en la red de distribución, una OMS, que normalmente tiene dos componentes clave –notificación del corte de suministro y notificación<sup>2</sup> del restablecimiento–, debe identificar con rapidez y precisión la ubicación del corte para que se pueda enviar personal que repare los daños e informar a los clientes del tiempo previsto para la reparación. Los dos mecanismos que suelen emplearse son la telemetría de SCADA o un motor de inferencias de los cortes de suministro. Históricamente, la telemetría de SCADA ha sido el método más rápido y preciso para identificar o verificar la ubicación de un corte. Sin embargo, debido al elevado coste de la infraestructura de comunicaciones y telemetría, se utiliza lo menos posible. En su lugar, el mecanismo más aplicable es un motor de inferencias de cortes.

Un motor de inferencias de cortes recoge y analiza automáticamente los avisos de corte de suministro para determinar su configuración espacial y temporal y utiliza la ubicación de los transformadores y de los dispositivos de protección de los clientes y la conectividad de red para deducir el dispositivo de protección que puede haber reaccionado. La eficacia de este proceso depende de la disponibilidad y la velocidad con que los clientes informan de una interrupción. Por cualquier razón, muchos clientes o bien no avisan o tardan en hacerlo y esto, a su vez, limita la información de que dispone el motor de inferencias y reduce la calidad y la fiabilidad de los resultados de la inferencia.

Para compensar esto, el motor de inferencias de cortes introduce parámetros ajustables que determinan el número de llamadas necesarias para inferir la causa de un episodio de corte y la velocidad a la que el sistema lo asigna al dispositivo protector conectado eléctricamente que esté más próximo; es decir, que el sistema agrupa automáticamente varias llamadas en un corte a un nivel superior de la red eléctrica. Uno de estos parámetros es el denominado tiempo de congelación del corte de suministro, es decir, el tiempo que debe persistir una inte-

## 2 Diagrama de bloques de estimación de estado



rupción de servicio en un dispositivo antes de permitir su toma en consideración. Si bien lógicamente es deseable un tiempo de congelación reducido para poder identificar fallos múltiples, las variaciones en el comportamiento de los avisos hace que este parámetro llegue a ser de hasta 6 a 10 minutos, para permitir la acumulación de un número suficiente de llamadas.

Aquí es donde AMI entra en función: tratando los datos AMI como avisos de clientes o en otras palabras, creando un sistema au-

## Funciones tales como la estimación del estado de distribución se beneficiarán de la integración en el DMS de los datos de contadores y sensores inteligentes.

tomático de llamadas, se puede reducir considerablemente el tiempo de congelación, permitiendo así que el motor de inferencias de cortes de suministro resuelva múltiples cortes en un circuito.

Además, el empleo y la incorporación de los datos disponibles procedentes de contadores inteligentes puede también ayudar a las siguientes funciones de OMS:

- Verificación de cortes del suministro
- Identificación de cortes del suministro múltiples en el mismo circuito
- Identificación de conductores dañados
- Confirmación del restablecimiento del servicio

Una de las aplicaciones más sencillas de AMI sería la verificación de los cortes de suministro empleando datos de medición de

forma similar a los datos de SCADA. En este caso, se puede rastrear una interrupción hasta un dispositivo si los clientes situados después del dispositivo no reciben servicio mientras que los que se encuentran inmediatamente antes sí lo reciben. Otra aplicación aparece en los casos en que la interrupción está causada por un conductor defectuoso. El área donde se encuentra el conductor dañado (o su cercanía) puede limitarse considerando los clientes que no reciben servicio y los que sí lo reciben.

Por último, el sistema DMS puede comunicarse con el contador para confirmar la recuperación del suministro. Normalmente, esto se realiza mediante devoluciones automáticas de llamada a los clientes. La confirmación del servicio por la red de medición eliminaría la necesidad de devolver la llamada para confirmar el servicio.

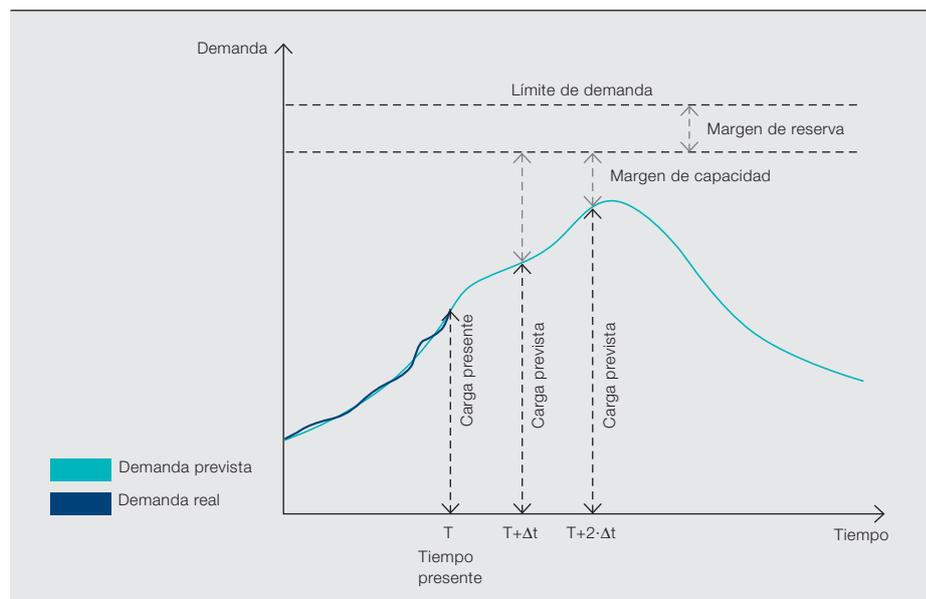
Otra función que se beneficia de la integración de datos de contadores y sensores inteligentes en el DMS es la estimación del estado de distribución (D-SE).

### Estimación del estado de distribución (D-SE)

Se define un estado como un conjunto de informaciones que caracteriza de forma unívoca la condición del funcionamiento del sistema; todas las funciones principales del funcionamiento del sistema (es decir, protección, control y optimización) precisan conocer el estado del sistema. El D-SE emplea análisis estadísticos y técnicas de optimización para deducir la mejor estimación del estado del sistema a partir de todas las mediciones (observaciones) disponibles. A partir de esta estimación, el D-SE establece

#### Notas a pie de página

- 2 Ambas funciones requieren puntos de medición distribuidos en las instalaciones del cliente.
- 3 Las mediciones indirectas dependen funcionalmente de las variables de estado y, por lo tanto, proporcionan información indirecta sobre el estado del sistema.



un modelo en tiempo real que proporcione la mejor representación del estado de funcionamiento del sistema, lo que permite a los técnicos determinar si algún circuito del sistema está sobrecargado.

Es posible elegir entre diversas alternativas de un conjunto de informaciones. Por ejemplo, si sólo interesa el comportamiento estático de un sistema de energía eléctrica, un conjunto formado por las tensiones complejas de cada nodo del sistema determina de forma unívoca el estado de funcionamiento del sistema. Si se conocen las tensiones complejas de cada nodo así como el modelo de componentes de los transformadores y las líneas de distribución, se pueden calcular la magnitud de la intensidad y la circulación de energía entre dos nodos adyacentes del sistema. Sin embargo, en muchos sistemas no es posible (o práctica) una medición directa del estado porque sólo se dispone de mediciones indirectas<sup>3</sup>. Estas medidas se emplean para estimar el estado del sistema con la mayor precisión posible.

En teoría, la estimación del estado de un sistema de  $N$  variables precisa únicamente  $N$  mediciones independientes. Sin embargo, en la práctica se precisa cierto grado de redundancia para compensar los inevitables errores aleatorios de las mediciones. La redundancia de medición es la relación entre el número de mediciones independientes y el número de variables de estado. Por supuesto, cuanto mayor sea la redundancia de medición, mejor será la calidad de la estimación del estado; un valor de redundancia de uno indica que solamente se dispone de las mediciones suficientes para estimar el estado.

Normalmente, la estimación del estado se formula como un problema de optimización en el que las variables de decisión son las variables de estado y la función objetivo que se desea minimizar es una medida de la desviación de la función de medición respecto a la medición real. Este proceso se ilustra en → 2. En el diagrama:

- $x$  representa la estimación del estado
- $h(\cdot)$  es la función de medición
- La discrepancia,  $\Delta z$ , entre la función de medición en el estado estimado,  $z$ , y la medición real,  $z_m$ , se utiliza para generar una corrección,  $\Delta x$ , empleando una función de ganancia  $G(\cdot)$ .

Tradicionalmente, la estimación del estado no ha sido una tecnología viable para las redes de distribución por dos razones:

- Se dispone de muy pocas mediciones en tiempo real. Para un circuito de distribución con varios miles de nodos, sólo se dispone de un par de mediciones, generalmente cerca de la cabeza del alimentador.
- La modelización compleja de las redes de distribución multifásicas no equilibradas representa una gran dificultad para el desarrollo de algoritmos eficaces y sólidos de estimación que puedan utilizar distintos tipos de mediciones.

La integración de los datos de contadores ayudará a superar estos inconvenientes, principalmente porque permite disponer de una enorme cantidad de mediciones en tiempo casi real en cada punto de conexión de servicios. La disponibilidad de dicha información mejora drásticamente la calidad de la estimación del estado. Con un modelo más preciso del sistema en tiempo real se pueden llevar a cabo de forma más fia-

ble otras funciones DMS, como la optimización de tensiones y var, el restablecimiento del servicio, el equilibrado de cargas y la optimización de la configuración del sistema.

#### Respuesta a la demanda (DR)

La respuesta a la demanda eléctrica (DR) describe los cambios a corto plazo en el consumo de electricidad por los clientes finales en respuesta a las variaciones en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo o a las bonificaciones diseñadas para fomentar un uso menor de la electricidad en los momentos de precios elevados del mercado mayorista o cuando la fiabilidad del sistema esté en peligro [1]. Desde la perspectiva de la compañía, el principal objetivo del DR es el suavizado de picos<sup>4</sup>, aunque también se pueden definir otros objetivos marginales, como la gestión de servicios auxiliares y la mejora de la fiabilidad del sistema global. Además del impacto ambiental de reducir el consumo de electricidad, la incorporación del DR:

- ayuda a las compañías eléctricas a ahorrar dinero aplazando la ampliación del sistema de distribución
- proporciona beneficios económicos a los clientes
- hace que el mercado eléctrico global sea menos volátil en precios “spot” (precios de pago y entrega inmediatos)

El DR se inicia a menudo en la compañía donde se utilizan los datos, basados en la estimación de la demanda, para calcular el

#### Notas a pie de página

<sup>4</sup> El suavizado de picos describe un reparto lento de las cargas durante los periodos habituales de picos de consumo de electricidad en caso de sobrecarga.

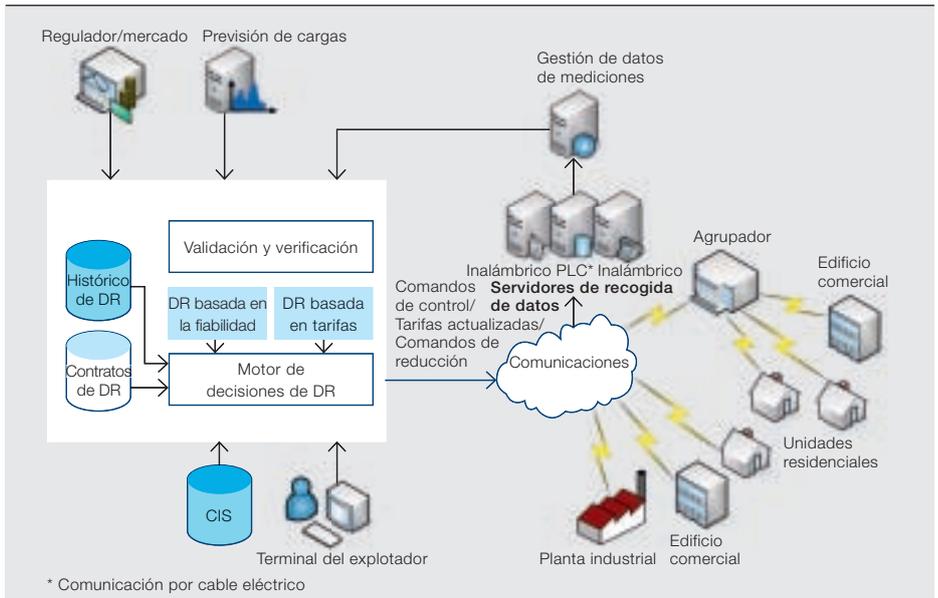
margen de capacidad para intervalos futuros → 3. Una disminución de este margen de capacidad o un margen negativo harían que la compañía declarara un episodio DR. Diversos programas de DR ofrecidos por las compañías se pueden adaptar a las necesidades variables. Estos programas pueden clasificarse básicamente en tres categorías:

- Programas basados en las tarifas (también denominados de respuesta al precio) en que los clientes reducen su demanda de acuerdo con las señales de precios que reciben con antelación. Los precios se pueden actualizar mensualmente, diariamente o en tiempo real. Algunos ejemplos de esos programas son la determinación de precios en tiempo real (RTP), la determinación de precios para picos críticos (CPP) y según el tiempo de utilización (TOU).
- Programas basados en la fiabilidad (también llamados basados en incentivos) en los que los clientes que se hayan registrado en cualquiera de estos programas se comprometen a reducir la demanda cuando se lo indique la compañía. A cambio del cumplimiento de esa obligación, el cliente es recompensado con bonificaciones, créditos en la facturación o tarifas preferentes. Por el contrario, un incumplimiento podría acarrear penalizaciones. Son ejemplos de programas el control directo de la carga (DLC), las tarifas de interrumpibilidad y la respuesta a la demanda de emergencia.
- Los programas de licitación entran en juego cuando la compañía prevé una escasez de suministro. La compañía emite un episodio DR y abre un periodo de licitación que permite a los clientes hacer sus ofertas para reducir su demanda o para devolver energía a la compañía a cambio de un pago.

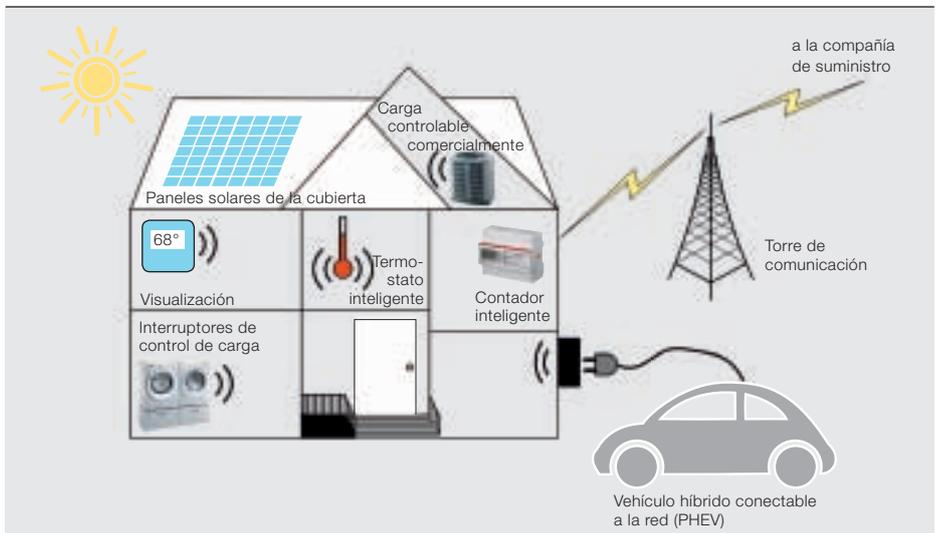
### Infraestructura del DR

La infraestructura del DR combina un motor de toma de decisiones en el sistema situado en la compañía suministradora con soluciones automatizadas y semiautomatizadas en las instalaciones del cliente. La compañía puede comunicarse directamente con los usuarios finales residenciales, comerciales o industriales o indirectamente por medio de proveedores de servicios DR (agrupadores), que asumen la responsabilidad de regular grupos de clientes finales y transmitir a la compañía suministradora su impacto agrupado como un solo punto de carga → 4.

## 4 Una infraestructura de respuesta a la demanda (DR)



## 5 Ejemplo de una red residencial de clientes



El motor de DR comunica con el sistema de información de clientes (CIS) para obtener los detalles de los contratos de los clientes y otros datos relacionados. Los términos y las condiciones de estos contratos detallan las restricciones de cada cliente o grupo de clientes con respecto a la participación en un episodio DR. Las restricciones, como el tiempo de notificación mínimo necesario; el número máximo admisible de cortes de suministro por día, semana o estación; la máxima reducción admisible; y la duración máxima admisible para el episodio, determina los clientes con los que se puede contactar durante un determinado episodio de DR.

El motor de DR también recibe datos de mediciones del MDMS. Cuando correspondiente, también puede recibir datos del sistema SCADA.

### La eficiencia del DR

La eficiencia de un programa DR depende de la precisión del sistema de telemetría que se emplee para medir y validar las respuestas de los clientes a un episodio DR. A falta de sistemas de medición bidireccionales precisos, la compañía depende en gran medida de una combinación de mediciones masivas procedentes de las subestaciones principales de la red y de métodos estocásticos, como la asignación de cargas y la estimación estadística. Sin embargo, con la introducción del AMI, la perspectiva de una medición bidireccional precisa se está convirtiendo en algo más realista. Unos episodios DR precisos en tiempo real (lo que también se conoce como respuesta a la demanda de precisión PDDR) [2] permiten al explotador del sistema un aumento del detalle hasta cada cliente, unos tiempos de respuesta más rápidos y una mayor visibilidad.

AMI proporciona comunicación bidireccional en tiempo real más allá del contador inteligente y hasta los dispositivos inteligentes de la casa a través de una red de área doméstica (HAN) → 5. De esta forma, los dispositivos basados en una HAN, tales como termostatos inteligentes, pantallas, cargas controlables según el precio del mercado e interruptores de control de carga, están conectados a contadores inteligentes y de esa forma a la compañía y pueden recibir datos (por ejemplo, los precios actualizados para procesadores inteligentes) y comandos, tales como señales de restricción para actuadores inteligentes.

La integración de los datos de contador con el DR permite la adopción de programas en tiempo real o casi real, lo que a su vez conduce a tiempos de respuesta más rápidos, control más preciso y, en consecuencia, mejores prestaciones de fiabilidad para los clientes y la red.

A falta de comunicación en tiempo real o casi real entre la compañía y los clientes, las respuestas de estos últimos a un episodio DR no se pueden verificar inmediatamente. En tales casos, el explotador tiene que esperar para procesar las estimaciones financieras hasta el siguiente ciclo de recogida de datos, lo que puede producirse en cualquier momento desde pasadas unas pocas horas hasta unos días. Para la compañía, el valor añadido de las comunicaciones en tiempo real o casi real es la posibilidad de verificar y validar las respuestas de los clientes a un episodio DR y a las señales DR generadas y de adoptar medidas correctoras, como establecer contacto con un segundo grupo de clientes o emitir un episodio DR de emergencia.

### Aplicaciones de la gestión inteligente de la energía

Los sistemas de distribución que atienden millones de edificios comerciales y residenciales equipados con contadores inteligentes llevan aparejado un aumento drástico del volumen de datos a procesar. La dificultad de gestionar grandes volúmenes de datos en tiempo real se ilustra claramente con el apagón de agosto de 2003 en Norteamérica cuando ningún gestor disponía de una visión global de esa situación disparada por un episodio.

Para gestionar eficazmente los mayores volúmenes de datos recibidos de contadores y sensores, las aplicaciones de gestión de datos deben poder consolidar datos de fuentes distintas y sincronizarlos y agruparlos en forma de información procesable. Para ello, el despliegue del AMI puede be-

neficiarse de la tecnología de procesamiento de episodios complejos (CEP). Los sistemas CEP procesan episodios múltiples de forma continua para identificar episodios especiales, como una sobrecarga inminente o la desestabilización de la red. Los datos se evalúan localmente y se lleva a cabo su transmisión sólo si se precisa su utilización por toda la red.

Las herramientas de visualización de la información también aprovechan los datos AMI. Éstas aprovechan la información espacial de los sistemas de información geográfica (GIS) y aplican numerosas técnicas modernas, como topografía de color, paneles de información y animación. Estas técnicas, junto con las posibilidades del motor de inferencias de cortes de suministro, proporcionan a los operarios de la sala de control herramientas eficientes para visualizar la situación de la interrupción.

La representación gráfica de las lecturas de contadores y la capacidad de enviar señales a determinados contadores se pueden integrar con sistemas de gestión de personal compatibles con GIS para hacer que los operarios trabajen de forma más eficaz. Además, los operarios pueden reproducir cualquier cambio en los datos del contador a lo largo de un intervalo para facilitar la detección de tendencias en series temporales y espaciales. Si se añaden datos meteorológicos y de temperaturas al análisis gráfico, los factores causales se hacen evidentes y se pueden estudiar las situaciones para evaluar los efectos futuros.

Las herramientas de agrupación, que acumulan los datos de los contadores a nivel de transformador, son útiles para resaltar las áreas en las que los transformadores corren el riesgo de sufrir sobrecarga y aquellas con una alta densidad de transformadores infrutilizados. Estas características también pueden ayudar durante los episodios de emergencias por pérdida de carga para evitar una sobrecarga del sistema. En general, la disponibilidad de AMI y de datos de sensores proporciona en la mayoría de las situaciones de emergencia la oportunidad de una evaluación más rápida de los daños. Sin embargo, surgen más posibilidades cuando estos datos se combinan con mapas del terreno, vídeos y tecnologías de detección y determinación de distancias mediante luz (LIDAR). Estas tecnologías ya se utilizan en los estudios de recursos de postes y líneas y de control de vegetación, pero todavía deben integrarse en los análisis de infraestructuras y datos globales.

### Previsión del futuro

Hasta hace unos 20 años, la automatización de los sistemas de distribución no constituía una prioridad urgente. Sin embargo, el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica combinado con las dudas respecto a la sostenibilidad y los aspectos medioambientales han llevado a una iniciativa global hacia una mayor instrumentación y control de los sistemas de distribución. Se están potenciando la automatización de subestaciones y de alimentadores y la instalación de sistemas AMI de forma acelerada por todo el mundo y acumulando una gran cantidad de datos disponibles para los sistemas de control. Aunque la integración de una gran cantidad de mediciones en tiempo real es difícil y arriesgada, ofrece oportunidades para implantar nuevas aplicaciones que ayuden a reducir la duración de las interrupciones de servicio (gestión de cortes), optimizar la eficiencia energética (optimización de tensiones y var), aumentar el conocimiento de la situación (estimación del estado) y estimular la participación de los consumidores (respuesta de demanda). Los laboratorios de investigación y desarrollo de ABB aprovechan estas nuevas oportunidades para crear aplicaciones que permitan un mejor rendimiento y fiabilidad de la red y un mejor uso de los recursos de las compañías.

**William Peterson**

**Xiaoming Feng**

**Zhenyuan Wang**

**Salman Mohagheghi**

**Elizabeth Kielczewski**

ABB Corporate Research

Raleigh, NC, Estados Unidos

william.peterson@us.abb.com

xiaoming.feng@us.abb.com

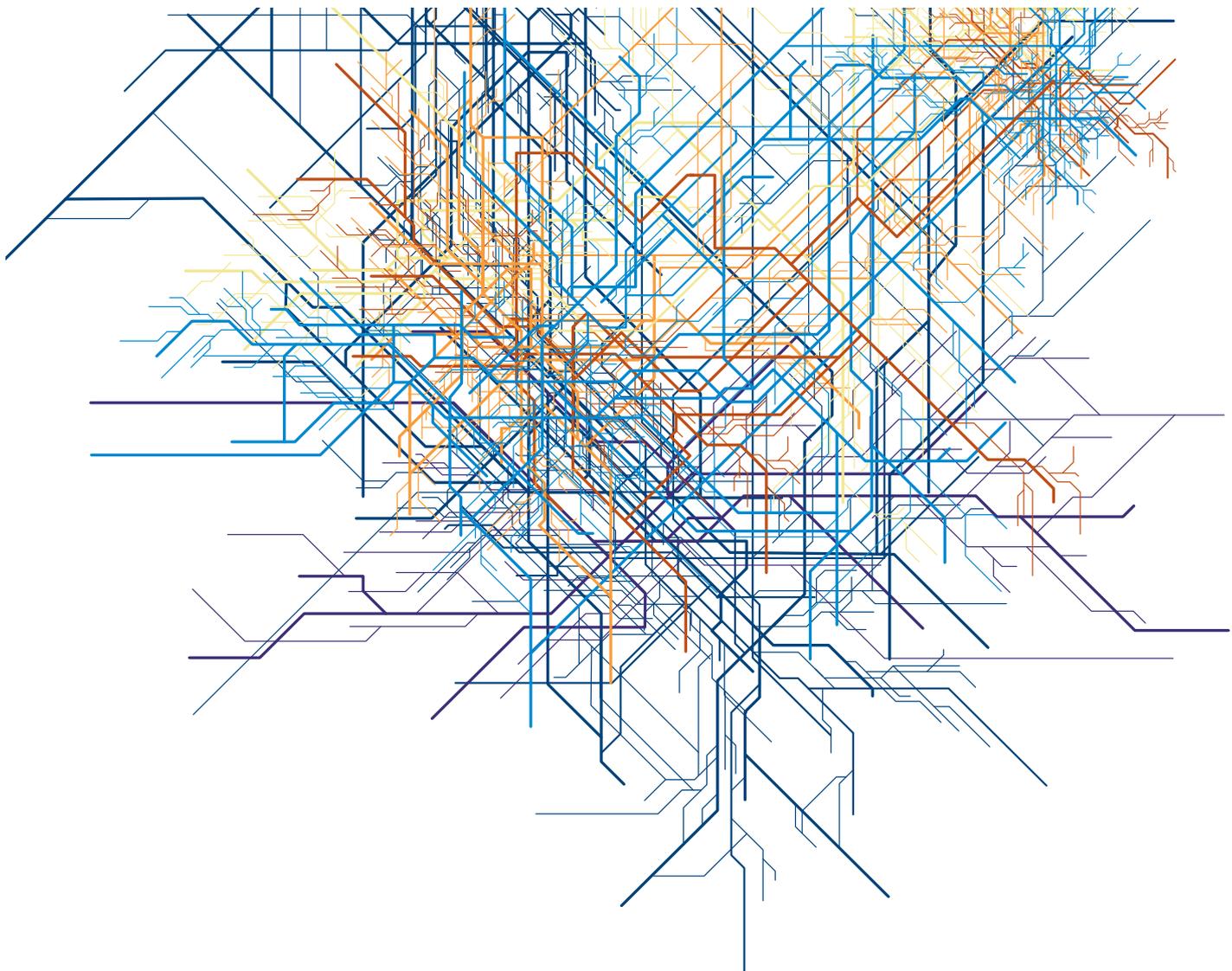
zhenyuan.wang@us.abb.com

salman.mohagheghi@us.abb.com

elizabeth.kielczewski@us.abb.com

### References

- [1] Federal Energy Regulatory Commission (agosto de 2006). Assessment of demand response and advanced metering. Staff report.
- [2] Johnson, H., W. marzo de 2009. Communication standards for small demand resources. Proc. IEEE PSCE, Seattle, WA, Estados Unidos.



# Trabajo en equipo inteligente

Colaboraciones con prestigiosas instituciones de investigación están ayudando a ABB a afrontar los retos de la red eléctrica del futuro

CHERRY YUEN, ALEXANDER OUDALOV, ANDREW D. PAICE, KLAUS VON SENGBUSCH – La batalla contra el cambio climático, combinada con la búsqueda de la eficiencia energética y de los procesos, ha estado impulsando, sin prisa pero sin pausa, la cuestión de las redes inteligentes en los programas de muchas empresas. De hecho, dado que las administraciones públicas de Europa y de los Estados Unidos las consideran fundamentales para alcanzar sus objetivos medioambientales y lograr la seguridad energética, se han abierto camino hasta los medios de comunicación de mayor difusión. Aunque pueda parecer a muchos un concepto nuevo, ABB lleva muchos años

trabajando en esta área, desarrollando las tecnologías y las normas que serán necesarias en el futuro. De hecho ya se utilizan muchas de ellas para hacer posible la explotación de las redes modernas y proporcionar una eficiencia, fiabilidad e inteligencia mayores. La investigación sobre el transporte y la distribución inteligente de electricidad se ha centrado en poner en marcha funciones inteligentes tanto en los productos de ABB como en las instalaciones de los clientes. En este artículo se describen algunas de las actividades en curso, realizadas en colaboración con socios externos y financiadas en parte por instituciones públicas como la Comisión Europea.

La red eléctrica tradicional se basa en grandes plantas de generación centralizadas que suministran energía los usuarios finales mediante sistemas de transporte y distribución en los que ésta discurre desde arriba hacia abajo. Sin embargo, las actuales demandas, aparentemente contradictorias, de suministro de energía más fiable y en mayor volumen a partir de fuentes de energía más limpias y renovables, hacen que esa misma infraestructura deba funcionar de formas para las que no se había diseñada en origen. La solución reside en transformar gradualmente el sistema antiguo en una red más inteligente, más eficaz y más respetuosa con el medio ambiente que pueda recibir energía de todas las fuentes, tanto centralizadas como distribuidas, y suministrar de forma fiable y a demanda a consumidores de todo tipo. En otras palabras, lo que se necesita es una red inteligente.

Le expresión “red inteligente” puede significar muchas cosas diferentes para distintas personas. Sin embargo, en opinión de ABB, una red inteligente es una infraestructura enfocada decididamente al control activo en lugar de al pasivo. El concepto de ABB de red inteligente es un sistema que se autocontrola basado en normas sectoriales, que atraviesa fronteras internacionales, participa en el comercio mayorista de electricidad y proporciona una red estable, segura, eficiente y sostenible desde el punto de vista medioambiental.

Se ha hablado mucho de redes inteligentes en los medios de comunicación. En octubre de 2009, el presidente Barack Obama prometió 3.400 millones de dólares para financiar “una amplia gama de tecnologías que promoverán la transición del país a un sistema eléctrico más inteligente, más fuerte, más eficiente y más fiable” [1]. En Europa, la Comisión Europea ha financiado proyectos para desarrollar tecnologías que “desempeñan un papel clave para transformar las redes convencionales de transporte y distribución de electricidad en una red unificada e interactiva de suministro de energía mediante el uso de métodos y sistemas europeos comunes de planificación y explotación” [2].

Aunque las redes verdaderamente inteligentes siguen siendo una visión del futuro, ABB lleva algunos años desarrollando las tecnologías y normas que se necesitarán, y muchas de ellas ya están en uso. En particular, se han llevado a cabo proyectos para desarrollar un enfoque alternativo del transporte de energía basado en la generación centralizada. En otras palabras, en lugar de confiar exclusivamente en grandes centrales, se pueden utilizar generadores pequeños para suministrar a poblaciones, ciudades o incluso a fábricas. Conocidas como redes activas de distribución, garantizarían el suministro ininterrumpido de electricidad a las infraestructuras y sistemas de control críticos de comunicaciones que impulsan la economía actual. Además, como la energía se genera cerca del punto de consumo, las pérdidas durante el transporte y la distribución se reducirían considerablemente. ABB ha estado trabajando en este área en estrecha colaboración con socios externos, y sus esfuerzos han llevado a la ejecución de varios proyectos experimentales, cuatro de los cuales (More Microgrids, AuRA NMS, ADDRESS y MEREGIO) se tratan brevemente en este artículo → 1.

#### Microgrids (Microrredes)

Las microrredes son sistemas de distribución de media o baja tensión con fuentes de energía distribuidas, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables. Pueden trabajar conectadas a la red principal o aisladas, de forma controlada y coordinada. El concepto de microrred es una evolución lógica de las redes simples de distribución, y admite una alta densidad de distintas fuentes de generación distribuida, como microturbinas, pilas de combustible, sistemas solares fotovoltaicos y pequeños grupos diesel, eólicos, hidráulicos y bate-

rias u otros dispositivos de almacenamiento de electricidad. Las microrredes pueden ofrecer a los consumidores un suministro fiable, una mejor calidad eléctrica y un suministro más ecológico y posiblemente más barato. Los operadores de redes y las compañías eléctricas se benefician porque las microrredes pueden integrar mejor la generación distribuida y también reducir las pérdidas.

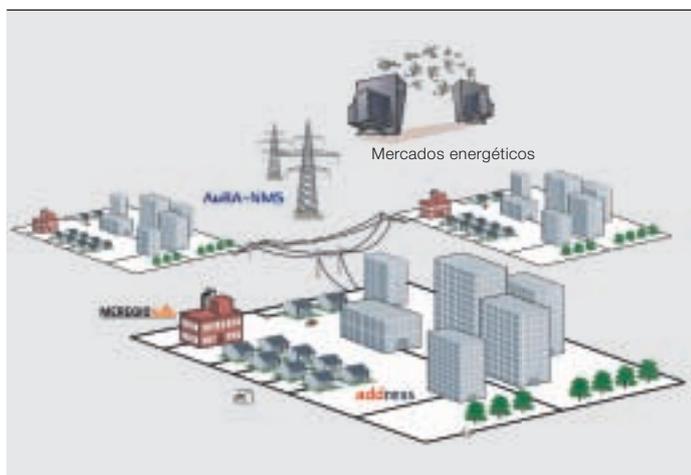
Sin embargo, las dificultades técnicas asociadas con la integración y el funcionamiento de las microrredes son inmensas. Una de ellas es garantizar un funcionamiento estable durante los fallos y las distintas perturbaciones de la red. Al cambiar de un modo de funcionamiento interconectado a otro en modo isla, es probable que se produzcan importantes desajustes entre las fuentes de generación y los consumos, que a su vez podrían dar lugar a graves problemas de control de frecuencia y de tensión. El mantenimiento de la estabilidad y de la calidad de la electricidad en el modo isla exige el desarrollo de complejas estrategias de control que incluyen todos los aspectos del lado de la generación y del de la demanda, así como el almacenamiento de energía.

---

En opinión de ABB, una red inteligente es una infraestructura enfocada decididamente al control activo en lugar de al pasivo.

La protección es otro desafío clave. Cuando se produce un fallo en la red, la microrred debe aislarse de la central principal lo más rápidamente posible para proteger sus propias cargas. Si la avería se encuentra en la microrred, las funciones de protección deben detectar las intensidades de cortocircuito, que normalmente son bajas, proporcionadas por los microgeneradores electrónicos, con objeto de aislar sólo la parte más necesaria de la microrred. La naturaleza exclusiva del diseño y el funcionamiento de la microrred requiere una investigación de los diversos aspectos de la protección de las redes de baja tensión, como los nuevos conceptos de relé.

## 1 Los proyectos financiados por la Comisión Europea contemplan la integración de la generación distribuida y la mejora del rendimiento



### More Microgrids (Más microrredes)

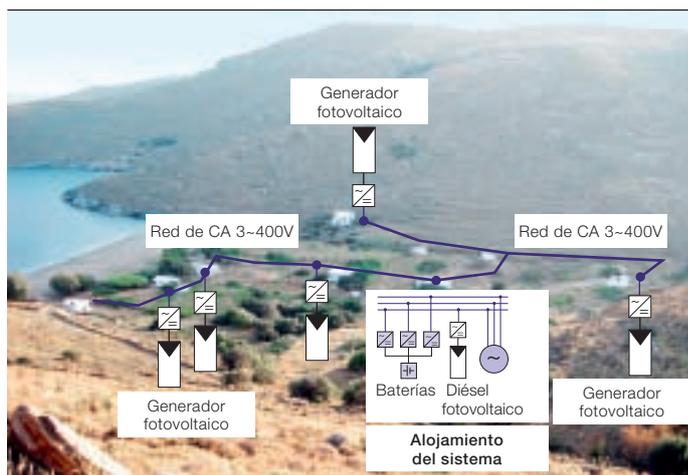
Para afrontar estos problemas, un proyecto de la Comisión Europea conocido como Arquitecturas y Conceptos de Control Avanzados para Más Microrredes (MORE MICROGRIDS) tiene por objeto proporcionar soluciones para apoyar la implantación generalizada de microrredes. En particular, el proyecto investiga:

- Las estrategias de control centralizada y descentralizada para determinar cuál de ellas proporciona un control más eficaz de la tensión y la frecuencia y menos desajustes entre las distintas microfuentes y cargas en los casos en que se requiere funcionamiento en isla.
- Nuevos paradigmas de protección adecuados para la explotación de microrredes.
- Los aspectos técnicos y comerciales de la integración de múltiples microrredes de baja tensión con un gran número de participantes activos, tales como generadores de pequeño tamaño, dispositivos de almacenamiento de electricidad y consumos flexibles, por medio de una red de distribución de media tensión.
- Las ventajas operativas y medioambientales y los efectos de las microrredes sobre las futuras estrategias de sustitución y de inversiones de las infraestructuras de transporte y distribución a escala regional, nacional y europea.

Actualmente se dispone de ocho microrredes piloto para la validación experimental de distintas arquitecturas, estrategias de control y algoritmos de protección de microrredes → 2.

El proyecto "More Microgrids" comenzó a principios de 2006 y terminará en enero de 2010. El consorcio que participa en el proyecto incluye 22 fabricantes, como ABB,

## 2 Una microrred Gaidouromantra de baja tensión instalada en la isla de Kythnos, Grecia



Siemens, ZIV y SMA Solar Technology; compañías de distribución de electricidad, como Liander, MW y EdP; y equipos de investigación de 12 países europeos.<sup>1</sup> Está cofinanciado por el Sexto Programa Marco de la Comisión Europea (FP6) para la investigación y el desarrollo tecnológico con un presupuesto de 4,7 millones de euros (6,4 millones de dólares). ABB es miembro del comité de dirección y del consejo de administración del fabricante. Coordina el paquete de trabajo, desarrolla esquemas y funciones de protección de microrredes así como conceptos novedosos, como las microrredes de corriente continua. Además, ABB está muy comprometida en el análisis de la idea de usar las microrredes como proveedores de servicios auxiliares.

Descubrir formas de gestionar mejor las operaciones en tiempo real de los sistemas de distribución de electricidad es fundamental para mejorar la calidad del suministro que se ofrece a los clientes. Sin embargo, la necesidad casi segura de conectar las pequeñas fuentes de energía renovables a una enorme y compleja infraestructura que se considera pasiva y demasiado costosa de sustituir prematuramente es una barrera técnica que se debe superar. En la red del futuro, el control central general no es realista, y por tanto deben encontrarse formas adecuadas de delegar el control. Esta investigación está actualmente en marcha y se realiza mediante un equipo formado por tres gigantes del sector eléctrico (ABB, EDF Energy y Scottish Power) y ocho universidades, incluido el Imperial College de Londres, que actúa como investigador principal. El proyecto, conocido como Sistema Activo Regional Autónomo de Gestión de Redes (AuRA-NMS por sus siglas en inglés), está patrocinado por el Consejo de

Aunque las redes verdaderamente inteligentes son todavía una visión del futuro, ABB lleva algunos años desarrollando las tecnologías y normas que se necesitarán.

Investigación de Ingeniería y Ciencias Físicas (EPSRC) del Reino Unido y tiene un presupuesto total de 5,46 millones de libras esterlinas<sup>2</sup> (9,13 millones de dólares).

### AuRA-NMS

Los centros de control de redes existentes normalmente son semiautomáticos y semi-manuales, en los que el operador de la red realiza operaciones y análisis tales como estudios de flujo de cargas, reconfiguración, análisis de cortocircuito y gestión de cortes. El proyecto NMS-AuRA investiga formas de delegar gradualmente el control desde estos centros y de sustituirlos por redes entre iguales con inteligencia distribuida (es decir, controladores/decisores

### Notas a pie de página

- 1 Entre los equipos de investigación se incluyen los de las universidades de Atenas, Oporto, Manchester, ISET, Labein y CESI.
- 2 Esta cifra incluye la contribución asignada a los socios industriales colaboradores.

automáticos) en cada subestación. Los controladores pueden abrir y cerrar los interruptores controlados a distancia para reasignar consumos a diferentes partes de la red y adoptar distintas medidas de corrección de la tensión. Además pueden controlar el estado de carga de los sistemas de almacenamiento de energía así como la producción de la generación distribuida. Se necesitaría un sistema eficaz de comunicación para obtener información de realimentación y para que los controladores que dispongan sólo de una visión parcial del sistema puedan colaborar para determinar un conjunto óptimo de acciones en caso de fallo, variación de la tensión o de un generador cuya producción se esté viendo condicionada por limitaciones de la red. Los controladores situados en las subestaciones primarias se coordinarían entre sí para facilitar la operación segura de la red durante las condiciones normales y anormales de funcionamiento. Las funciones de control en estos controladores de subestaciones deben poder afrontar los retos a los que se enfrentan los dos operadores de redes de distribución que se derivan de los cambios normativos y del aumento del número de fuentes de generación distribuida en sus redes.

La función de ABB como director del proyecto AuRA-NMS es aportar conocimientos en la automatización de subestaciones y en la estimación del estado de la distribución. Además, ABB proporciona los controladores de subestación, COM615, así como el sistema SVC Light® con almacenamiento de electricidad.

El proyecto comenzó a finales de 2006 y terminará a principios de 2010. En este momento, algunas de las subestaciones de EDF Energy en Inglaterra tienen sistemas piloto instalados.

En un futuro no muy lejano, se prevé que se utilicen fuentes renovables, como la solar y la eólica, para satisfacer una gran parte de nuestras necesidades de electricidad. Sin embargo, las imprevisibles condiciones meteorológicas pueden producir el caos en el suministro de energía. Esto no tiene por qué plantear problemas si en el sistema de distribución se produce una respuesta adecuada a un cambio repentino en el suministro eléctrico. Mientras los elementos de almacenamiento en la red ayudarán a compensar las variaciones, el consumo doméstico podría optimizarse con una “caja eléctrica” que reaccionaría desconectando brevemente dispositivos o equipos no prioritarios para garantizar un suministro ininte-

rrumpido a los equipos críticos en momentos de escasez de energía. Si se realiza correctamente, este enfoque, llamado demanda activa, puede aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, lo que a su vez permitirá una mayor utilización de las fuentes de energía renovables. Aportar las ideas necesarias para permitir la demanda activa es el objetivo de otro proyecto de la Comisión Europea denominado “Redes de distribución activas con integración plena de la demanda y los recursos de energía distribuidos,” conocido como ADDRESS.

#### ADDRESS

El objetivo principal de ADDRESS es poner en marcha la demanda activa. Por demanda activa se entiende la posibilidad de que los clientes domésticos y de pequeños comercios influyan en el funcionamiento de la red eléctrica modulando la demanda. El concepto fundamental investigado es el agregador, una empresa que representará a un grupo amplio de pequeños consumidores en el mercado eléctrico. Un agregador vende un servicio de modificaciones de sus

perfiles de consumo a otros participantes en la red eléctrica, por ejemplo minoristas, operadores de sistemas distribuidos (DSO) y partes responsables del equilibrio (BRP). Para ello, el proyecto desarrollará una arquitectura técnica y comercial para aplicar la idea, e investigará medidas para motivar a los consumidores para que participen en el sistema eléctrico. La arquitectura técnica consta de una arquitectura de control de red y de comunicación y una interfaz (es decir, la caja eléctrica) para el consumidor. Se están desarrollando algoritmos para la optimización del funcionamiento de las redes de media y baja tensión y de la utilización de energía en las instalaciones del cliente, y para que los consumidores puedan elegir servicios que les permitan reducir el consumo a corto plazo o desplazarlo a horas durante las cuales los precios son menores. La arquitectura comercial incluye una descripción de los servicios que puede ofrecer un agregador en el mercado de la electricidad.

ADDRESS comenzó en junio de 2008 y continuará durante cuatro años. La arquitectura propuesta se ensayará en tres sitios de prueba en Francia, España e Italia. Los socios principales del proyecto son cinco

empresas eléctricas, EDF, Iberdrola (España), ENEL (Italia), ABB y KEMA (Alemania), junto con las universidades de Manchester y Cassino, y están respaldados por otros 18 socios en toda Europa. El Séptimo Programa Marco de la Comisión Europea (FP7/2007-2013) para la investigación y el desarrollo cofinancia el proyecto con un importe del orden de 9 millones de euros (13,5 millones de dólares). ABB es miembro tanto del comité técnico como del de gestión, y lidera el grupo de trabajo responsable del desarrollo de la arquitectura de comunicaciones. Además, la compañía contribuye de forma significativa al desarrollo de nuevos algoritmos para la explotación de redes.

La reducción del cambio climático es un objetivo a largo plazo que requiere cambios significativos en la forma en que la industria y la sociedad en general producen y utilizan la energía y la electricidad. Por su parte, ABB ha estado comprometida a ayudar a

---

## Mediante la colaboración activa con socios externos, ABB podrá entregar soluciones inteligentes personalizadas.

sus clientes a que hagan un uso más eficaz de la energía y reduzcan su impacto ambiental mediante una amplia gama de productos, sistemas y servicios [3]. La empresa da continuidad a este compromiso mediante su participación en otro proyecto europeo del consorcio, cuyo objetivo es crear una red optimizada y sostenible que reduzca las emisiones de CO2 a una cifra tan cercana a cero como sea técnicamente viable, para crear una región denominada de emisiones mínimas o MEREGIO, como se conoce normalmente el proyecto .

#### MEREGIO

MEREGIO es un proyecto de colaboración entre ABB, IBM, SAP, EnBW (una de las mayores empresas eléctricas de Alemania), Systemplan Engineering y la Universidad de Karlsruhe. Fue una de las seis propuestas ganadoras presentadas a la “E-Energy: sistema de energía del futuro basado en las TIC”, patrocinado por el Ministerio Federal

---

#### Notas a pie de página

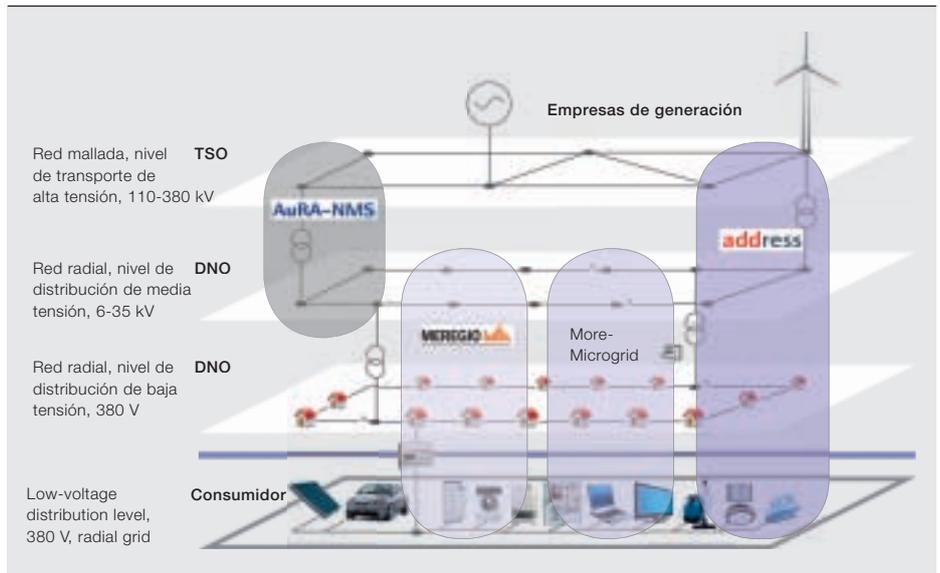
- 3 La región de Stuttgart-Karlsruhe del sur de Alemania es una de las zonas más densamente pobladas del país y está en general considerada como el mayor núcleo industrial y de alta tecnología de Europa.

de Economía y Tecnología de Alemania. Tomando la zona de Karlsruhe/Stuttgart<sup>3</sup> de Alemania como la “región modelo”, el proyecto hace uso de tecnologías de la información y la comunicación (TIC) con objeto de eliminar las emisiones de CO<sub>2</sub> provocadas por la calefacción y el consumo de energía eléctrica. Como parte del proyecto piloto se instalarán mil contadores inteligentes con interfaces de comunicación bidireccional de banda ancha: 800 se repartirán entre consumidores domésticos e industriales, 150 serán para unidades de generación y 50 para sistemas de almacenamiento de electricidad. Se utilizará un certificado que muestre la eficiencia energética regional para informar a los consumidores domésticos e industriales de la importancia de su huella de CO<sub>2</sub>.

Técnicamente, el uso eficiente de una red eléctrica se consigue mediante la integración óptima de las numerosas fuentes de generación distribuida y la gestión activa de la demanda eléctrica. Para conseguir esto último, el operador de la red debería tener información en tiempo real de toda la red en términos de suministro y de la demanda de los consumidores. La infraestructura de comunicaciones empleada en el proyecto piloto proporcionará al operador la información necesaria para controlar la red prediciendo el flujo de energía y respondiendo ágilmente a las situaciones cambiantes. Además, el operador puede transmitir a los consumidores tarifas –o señales de precio– que varían en el tiempo, lo que permite a éstos responder adaptando el consumo al precio y la disponibilidad de la energía.<sup>4</sup>

La función de ABB en el proyecto es aportar conocimientos prácticos de control de redes y automatización de la distribución. En particular, esto incluye la detección de cuellos de botella y la optimización del funcionamiento de la red, por ejemplo, minimizando las operaciones de conmutación durante el mantenimiento y la previsión de la generación nodal y la demanda. Todo esto se puede conseguir aplicando distintos algoritmos complejos. La precisión de una predicción dependerá de la calidad de los datos de entrada que recibe el algoritmo. En otras palabras: algunos algoritmos reciben de los dispositivos de red datos (en tiempo real) como valores de tensión e intensidad, así como información de contadores inteligentes. Por otra parte, el sistema de gestión de redes de ABB también interactúa con los sistemas<sup>5</sup> comerciales y del mercado para garantizar que pueden aplicarse acciones basadas en el mercado,

### 3 ¿La red del futuro? Se está trabajando en colaboración para transformar el antiguo sistema “tradicional” en una red inteligente, más eficiente y con sentido ecológico



como la segmentación de éste, tanto para evitar cuellos de botella como para analizar los datos sobre comercio de futuros de electricidad, con objeto de predecir los flujos de carga en la red de distribución.

El proyecto de MEREGIO, de cuatro años de duración, comenzó a finales de 2008, y la prueba de campo del sistema completo con los clientes, de un año de duración, está prevista para 2011.

#### Cuatro proyectos, una visión

Para ABB, estos proyectos no sólo proporcionan información actualizada y de primera mano sobre las necesidades técnicas y normativas de las compañías eléctricas y de los operadores de redes, sino que también permiten colaboraciones fructíferas con otras conocidas instituciones que trabajan en tecnologías de vanguardia de redes inteligentes → 3. Los resultados de cada uno de estos proyectos se complementan y pueden aplicarse a una amplia variedad de productos y soluciones ABB para satisfacer las diferentes necesidades de los clientes.

Aunque la red del futuro se denomina red inteligente en todo el mundo, está claro que habrá diferencias considerables en las dificultades que se afrontan al introducir estas tecnologías en distintos lugares. Esto significa que la red inteligente probablemente será diferente en cada lugar. Al fomentar activamente las colaboraciones y la cooperación con compañías eléctricas, universidades y otros participantes en el sector de la energía, ABB estará en condiciones de ofrecer soluciones adecuadas a la situación de cada cliente. Una estrategia verdaderamente inteligente.

**Cherry Yuen**

**Alexandre Oudalov**

**Andrew D. Paice**

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil, Suiza

cherry.yuen@ch.abb.com

alexandre.oudalov@ch.abb.com

andrew.d.paice@ch.abb.com

**Klaus von Sengbusch**

ABB Power Products

Mannheim, Alemania

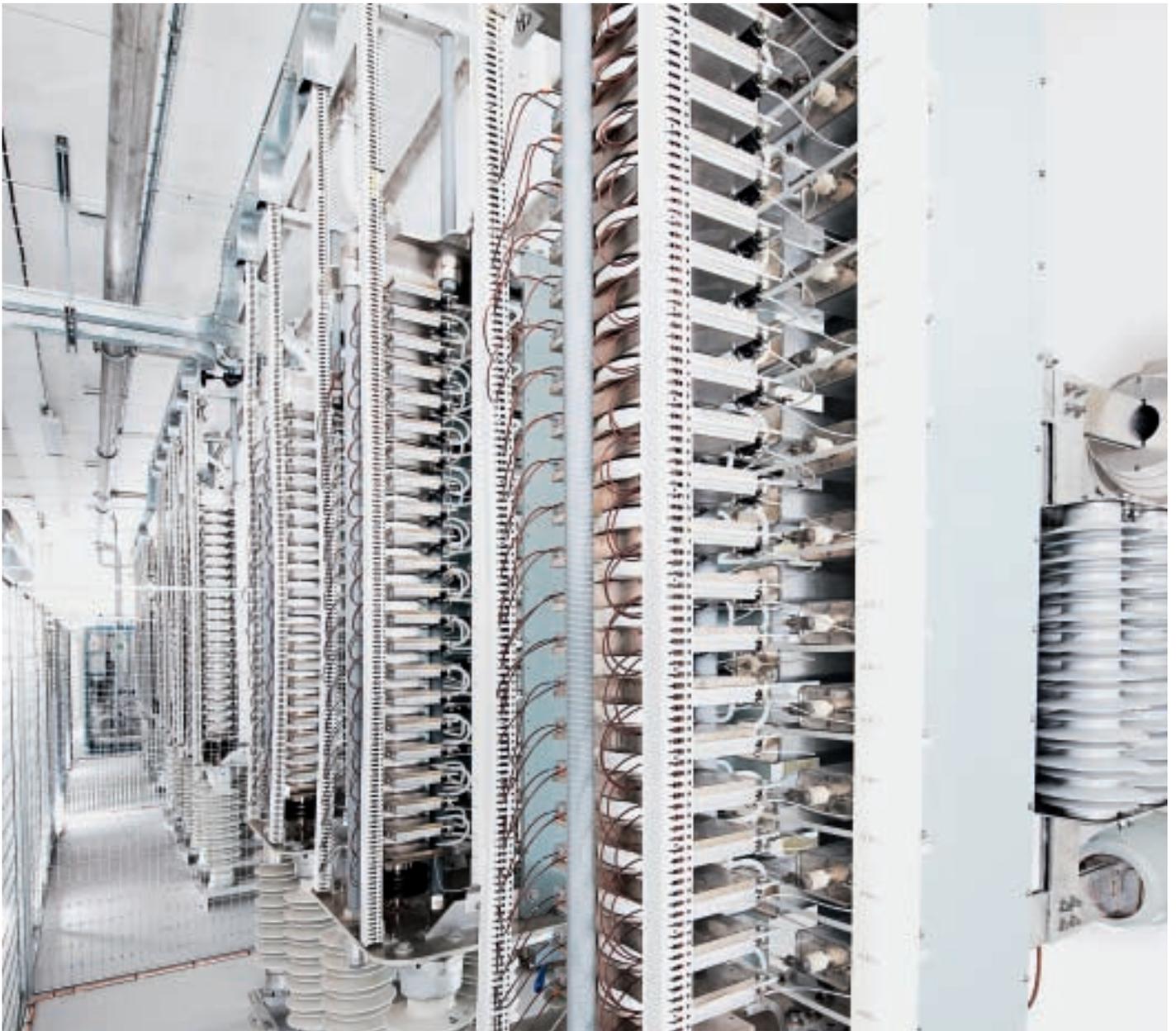
klaus.von-sengbusch@de.abb.com

#### Notas a pie de página

- 4 Esto es en efecto una verificación de un concepto que entrará en vigor en Alemania después del 2010, según el cual las compañías eléctricas deben ofrecer tarifas a los consumidores de acuerdo con las condiciones de funcionamiento de la red en cada momento.
- 5 Estos sistemas son también una parte integral del proyecto MEREGIO.

#### Referencias

- [1] The White House 27 de octubre de 2009. President Obama announces \$3.4 billion investment to spur transition to smart energy grid. Consulta el 11 de noviembre de 2009 en [www.whitehouse.gov/the-press-office](http://www.whitehouse.gov/the-press-office).
- [2] The European Commission (2005). Toward smart power networks: Lessons learned from European research FP5 projects. Consulta el 10 de noviembre de 2009 en <http://ec.europa.eu/research/energy>.
- [3] Nordstrom, A. H. Challenges and opportunities aplenty: How to meet the challenge of climate change. *Revista ABB* 3/2009, 6–10.



# Garantizar el suministro

Atenuación de las caídas de tensión en las grandes redes urbanas con el sistema SVC

ROLF GRÜNBAUM, PETER LUNDBERG, BJÖRN THORVALDSSON  
– Los apagones recientes en Europa y Estados Unidos han centrado la atención en la importancia de un suministro seguro y fiable de energía eléctrica a hogares, organismos públicos e industria. Se admite actualmente que un número considerable de redes están afectadas por la falta de inversiones, agravada por la incertidumbre de las funciones y normas del sector del suministro de electricidad que ha acarreado la liberalización. Por ejemplo, la separación de la generación y el transporte de la energía eléctrica en los últimos años han hecho que las empresas explotadoras de redes ya no puedan confiar en los generadores para la

energía reactiva, es decir que quizá las empresas responsables del transporte tengan que proporcionar su propia var (potencia reactiva). Hace falta un suministro rápido y suficiente de energía reactiva para mantener estables las tensiones, especialmente cuando un gran porcentaje de las cargas de motores de inducción, como las producidas por los acondicionadores de aire de las zonas urbanas, constituyen una parte determinante en la red y cuando se producen fallos en el sistema. Los SVC (compensadores estáticos de var) constituyen una solución bien adaptada para responder a las dificultades expuestas.

el flujo de energía. En consecuencia se consume una mayor cantidad de energía reactiva. Si se ve limitado el suministro de energía reactiva, el aumento de carga en la línea provocará una caída de tensión en el sistema. Si no se suministra energía reactiva en este momento, la tensión puede caer sin control. El sistema de transporte ya no puede transmitir energía eléctrica y a continuación se producirá un apagón del sistema. Es evidente que el suministro del tipo adecuado de energía reactiva (con las características dinámicas adecuadas) en el momento y en los lugares adecuados es una herramienta poderosa para evitar, o al menos limitar, los apagones. Aquí es donde el SVC de ABB puede desempeñar un papel decisivo.

### Var “rápida” y var “lenta”

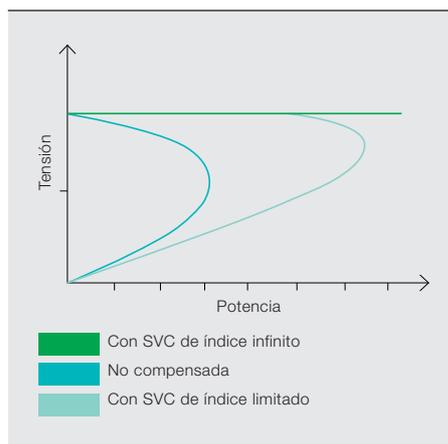
Además de con SVC, la energía reactiva también puede entregarse con MSC (condensadores conmutados mecánicamente). Pero hay que establecer algunas diferencias fundamentales. Mientras un SVC proporciona una var “rápida”, un MSC es un suministrador de var “lenta”. Esto significa que el MSC es muy útil en aquellas situaciones en las que no exista una necesidad especial de una respuesta dinámica o un funcionamiento frecuente, como ocurre cuando se busca apoyo para una tensión estacionaria que se adapte a modelos de carga de 24 horas. Para aplicaciones más exigentes, los MSC se quedan cortos, y hacen falta SVC (o incluso STATCOM<sup>1</sup>).

### Estabilidad dinámica de la tensión

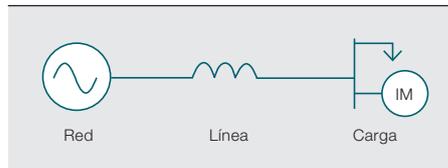
La introducción de un SVC en un punto crítico de carga será una herramienta poderosa para lograr un apoyo dinámico de la tensión que mejore el margen de estabilidad. La capacidad de un SVC para mantener una tensión constante en el punto de carga de una determinada configuración de redes depende de la dimensión del SVC y de la magnitud de la carga. Esta relación se muestra en → 1.

El control de las infratensiones producidas por las averías y las sobretensiones que se presentan en condiciones de carga reducida o nula es la característica fundamental del funcionamiento del SVC. Un caso genérico se muestra en → 2. El centro de carga se alimenta a través de la línea de transporte y la carga está formada en gran medida por motores de inducción (MI), que son sensibles a situaciones de infratensión. En este caso se debe mantener en la carga tanto la energía activa como la reactiva a través de la línea de transporte. Además de

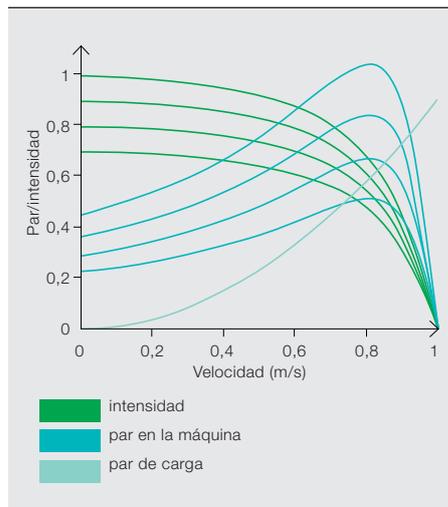
## 1 Variación de la tensión en una barra de bus de carga en función de la carga con y sin SVC



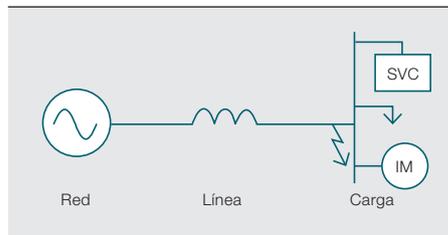
## 2 Diagrama esquemático de un sistema genérico



## 3 Par de carga y pares en la máquina en función de la velocidad y las intensidades en ésta



## 4 SLG cerca de la carga



### Nota a pie de página

1 UN STATCOM (compensador síncrono estático) es un convertidor de fuente de tensión de electrónica de potencia utilizado en las redes de transporte de electricidad en corriente alterna que actúa, bien como fuente, bien como sumidero de corriente reactiva.

Una característica fundamental del SVC es su capacidad para suministrar energía reactiva a las redes en situaciones diversas, ayudando así a mantener, o, en los casos más difíciles, restaurar los estados de funcionamiento estable de las redes. Este artículo se centra en un caso actual donde se emplean los SVC con éxito para la estabilización dinámica de las tensiones en redes eléctricas sometidas a fuertes cargas con un gran porcentaje de motores de inducción de instalaciones de aire acondicionado.

Los SVC forman parte de los FACTS (sistemas flexibles de transporte de corriente alterna), una familia de dispositivos que se aplican a los sistemas eléctricos para una diversidad de tareas, con el fin de mejorar el rendimiento de la red.

La falta de energía reactiva es con frecuencia la causa de una caída de tensión en la red eléctrica. Normalmente se necesita energía reactiva para mantener la tensión en valores adecuados en un sistema eléctrico. Sin embargo, la energía reactiva no puede (ni debe) recorrer grandes distancias, porque está asociada con pérdidas de potencia y con gradientes de tensión. Por lo tanto, hay que suministrar la energía reactiva donde se necesite (es decir, en los centros de carga).

La energía reactiva se consume en líneas sometidas a carga. Cuando se produce una avería en un sistema eléctrico como, por ejemplo, un cortocircuito, la línea afectada se desconecta y las demás líneas recogen

las pérdidas óhmicas que esto producirá en el sistema, también comporta una serie de dificultades durante los cortes. En el apartado siguiente, se describen estas dificultades.

#### Control de las infratensiones

Las situaciones de infratensión pueden producirse por cortes del generador o por averías en los alimentadores adyacentes. Estas averías suelen ser normalmente pasajeras y se resuelven en 100 a 150 ms. Durante la avería, la tensión caerá de forma variable. Se pueden presentar dos casos principales de infratensión: uno durante la avería, y el otro inmediatamente después de que se haya solucionado.

Si el SVC está muy próximo a una avería trifásica, no puede hacer mucho para ayudar a aliviar la caída de tensión durante la avería. Sin embargo, para averías más alejadas o para las de línea monofásica a tierra (SLG), también se podría, hasta cierto punto, apoyar la situación de la tensión en las proximidades del SVC, ya que este sistema seguirá generando energía reactiva en la red durante el fallo. Las situaciones de infratensión son especialmente difíciles cuando la carga se compone de un gran porcentaje de máquinas asíncronas, tales como motores para bombas o acondicionadores de aire. En → 3 se muestra la relación en estado estacionario entre el par de la carga y el par eléctrico producido en función de la velocidad.

Durante la avería las máquinas asíncronas se ralentizarán, lo que afectará al sistema cuando se resuelva la avería. En los casos más graves, la recuperación de la tensión en la red puede verse impedida tras este tipo de avería. Supongamos, por ejemplo, que se produce un fallo de SLG cerca del centro de carga según se indica en → 4. Con la ayuda de un SVC que soporte dinámicamente la situación durante el fallo mediante la generación de energía reactiva, se puede resolver el problema. El SVC proporcionará un fuerte apoyo a la red, especialmente tras la solución de la avería.

#### Control de las sobretensiones

El control de las sobretensiones funciona de forma parecida al de las infratensiones, pero es fundamental en casos de rechazo de carga, donde una pérdida repentina de carga genera sobretensiones a causa de un exceso de energía reactiva procedente de los generadores, líneas y cables del sistema. La velocidad del control del SVC permite un apoyo total dentro de un ciclo fundamental, y consumirá energía reactiva para limitar la tensión en el sistema. Tan

pronto como se vuelva a aplicar la carga al sistema, el SVC volverá a su punto de consigna original y quedará de nuevo en situación de apoyar al sistema.

#### Compensador estático de var

Un SVC se basa en reactancias controladas por tiristor (TCR), condensadores conmutados por tiristor (TSC) y/o condensadores fijos (FC) sintonizados con filtros. En → 5 se ilustra un tipo de diseño común.

Una TCR consta de una reactancia fija en serie con una válvula tiristor bidireccional. Las reactancias TCR son generalmente del tipo de núcleo de aire, aislamiento de fibra de vidrio e impregnación con resina epoxi. Un TSC se compone de una batería de condensadores en serie con una válvula tiristor bidireccional y una reactancia de amortiguación. La reactancia sirve también para desintonizar el circuito a fin de evitar la resonancia en paralelo con la red. El interruptor tiristor actúa para conectar o desconectar la batería de condensadores en un número completo de semiciclos de la tensión aplicada. El TSC no está controlado por fase, lo que significa que no genera distorsión armónica alguna.

Un SVC completo basado en TCR y TSC se puede diseñar de diversas formas para satisfacer diversos criterios en su funcionamiento en la red. Además, se pueden incluir var "lentos" en el esquema por medio de MSC, si fuera necesario.

#### Características del SVC

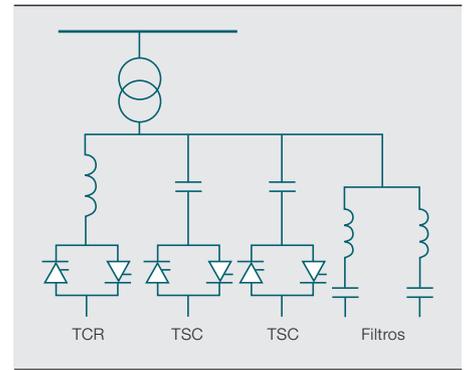
Un SVC tiene un estado estacionario y una característica dinámica de tensión-intensidad (V-I) como se muestra en → 6. La corriente/susceptancia del SVC se varía para regular la tensión según una pendiente característica. Es importante para la red el ajuste de la pendiente junto con otros equipos de control de la tensión. También es importante cuando se determina la tensión a la que el SVC alcanzará el límite de su margen de control. Una pendiente grande ampliará el margen de control activo hasta una tensión menor, pero a costa de la exactitud de la regulación de la tensión.

La tensión a la que el SVC no genera ni absorbe energía reactiva es la tensión de referencia  $V_{ref}$ . Esta tensión de referencia se puede ajustar dentro de un determinado intervalo.

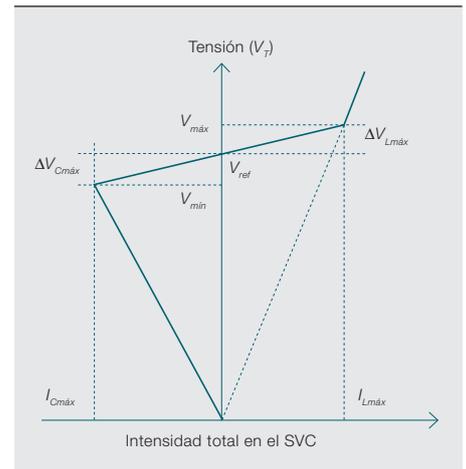
#### Prevención de las caídas de tensión

La empresa Saudi Electricity Company de la región occidental de Arabia Saudí utiliza un sistema de transporte de energía eléctrica con tendidos aéreos (OH) y cables sub-

### 5 SVC con configuración de TCR/TSC/filtros



### 6 Características V-I de un SVC



La falta de energía reactiva es con frecuencia la causa de una caída de tensión en la red eléctrica. El SVC de ABB puede desempeñar un papel esencial en el suministro de energía reactiva para evitar o limitar los apagones.

## 7 Red simplificada de la región occidental de SEC (Saudi Electricity Company)



terráneos de 380 kV. Hay numerosas estaciones de suministro masivo de 380 kV/110 kV que alimentan subestaciones locales de 110 kV/13,8 kV a través de circuitos de cable, subterráneos en su mayoría. En → 7 se presenta una forma simplificada de la red. El clima muy caluroso impone condiciones especiales de funcionamiento a la red eléctrica saudí, con una carga formada por acondicionadores de aire hasta en un 80 por ciento. Desde el punto de vista de la red, el aire acondicionado es un tipo de carga particularmente exigente, con una recuperación lenta de la tensión, parada de los motores o incluso caídas de tensión junto con cortocircuitos en la red de transporte o de subtransporte. En la región occidental, especialmente cerca del Mar Rojo, y con la importante ciudad de Yedda y las ciudades de La Meca y Medina como centros de carga dominante, se exige mucho de la estabilidad de la red, en particular en verano y durante la peregrinación o Hajj. Mediante simulaciones se ha demostrado que el sistema eléctrico no puede sobrevivir, incluso si las averías del SLG se producen cerca del centro de carga durante las condiciones de carga máxima. Para estabilizar la situación, se han instalado tres grandes SVC, con el objetivo concreto de mantener estable la tensión de la red cuando los acondicionadores de aire de toda la región funcionan a toda velocidad → 7 [1].

La red de transporte tiene algunas características especiales:

- Una gran diferencia entre las cargas mínima y máxima (anual y diaria)
- Concentración extremadamente alta de cargas debidas a aire acondicionado
- Transformadores de potencia de impedancia alta, de 380 kV/110 kV y 110 kV/13,8 kV, para limitar las corrientes de cortocircuito
- Generación algo distante

Estas características afectan al funcionamiento del sistema. El rendimiento del sistema y los problemas de funcionamiento experimentados fueron:

- Control de la tensión entre las condiciones con carga máxima y sin carga
- Recuperación inaceptable de la tensión después de averías en condiciones de carga media
- Situaciones de caídas de tensión en condiciones de carga máxima

Se llevó a cabo un estudio completo de planificación de la energía reactiva incluyendo los niveles de 380 kV, 110 kV y 13,8 kV. Las conclusiones principales que afectan a la planificación y el funcionamiento del sistema fueron:

- La resolución más rápida de los fallos, cuando sea posible, reduce la necesidad de energía reactiva dinámica.
- Puede evitarse una parada de los motores de CA por averías del SLG instalando un soporte de energía reactiva dinámica.
- Solamente se precisa soporte de energía reactiva dinámica durante un breve periodo: durante la avería y durante cerca de 1 s después de la resolución de la avería.
- Se necesita el soporte de energía reactiva para contrarrestar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones diarias de la carga.

Se ha calculado la demanda total de energía reactiva dinámica en 3.000 MVar (megavoltamperios reactivos). La instalación de cinco SVC de -60 MVar/+ 600 MVar cada uno (es decir, desde 60 MVar inductivos a 600 MVar capacitivos) en cinco bus de 110 kV distintos resolvería el problema de parada de la carga de los motores de CA y cumpliría el control diario de la tensión de la carga.

Los tres primeros SVC de las subestaciones de Medina sur, Faisaliyah y Jamia entraron en servicio en 2008 y 2009. Los otros dos SVC siguen pendientes de adquisición. En → 9 se muestran vistas de los SVC de Faisaliyah y en → 8 de Jamia.

### Definición del problema

En caso de la avería de un SLG cerca de la ciudad de Yedda, en el sistema de 380 kV o directamente en el de 110kV, la tensión de la secuencia de la fase positiva cae inicialmente a 0,7 – 0,8 por unidad (p.u.). El flujo en los motores de inducción de los acondicionadores de aire disminuye y los motores pierden par eléctrico. Casi al instante los motores pierden velocidad mientras el par eléctrico transitorio se hace negativo. Durante el resto del tiempo de la avería, el par eléctrico oscila debido al desequilibrio, pero con un valor medio por debajo del par de carga a causa de la reducción de la tensión. La pérdida de velocidad continúa, pero a un ritmo de cambio menor. Cuando se soluciona la avería, los motores precisan remagnetización y reacceleración. Los grandes componentes activos y reactivos de la corriente de carga resultantes ocasionan una fuerte caída de tensión en las impedancias de la fuente. Una gran parte de la impedancia reside en los transformadores de potencia de 110 kV/13,8 kV. En el caso de las condiciones de carga de pico, los motores habrán perdido demasiada velocidad para poder reaccelerar después de la resolución del fallo y la recuperación de la tensión no tiene éxito → 10.

### Resolución de las paradas de motor con SVC

La forma de evitar que los motores se paren es, obviamente, reducir la caída de tensión durante la avería y restaurar la tensión lo más rápidamente posible después de ha-

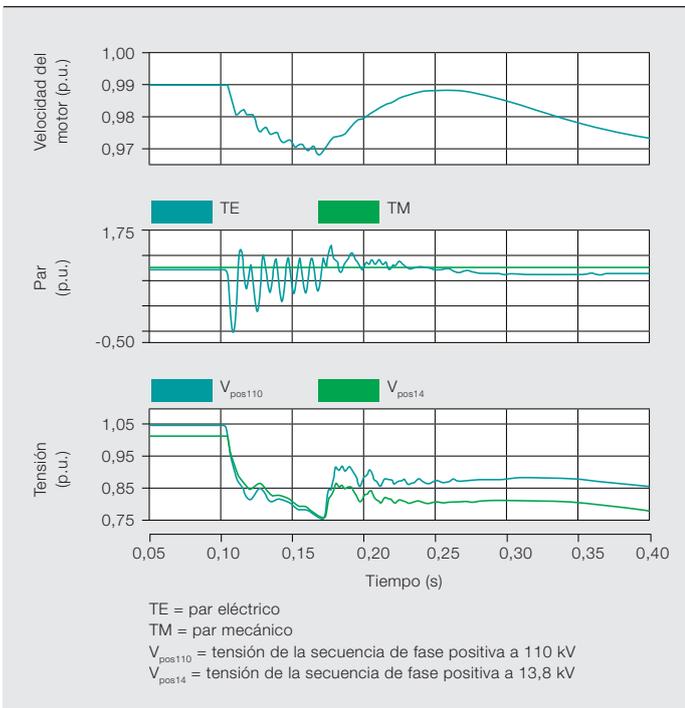
## 8 SVC de Faisalayah



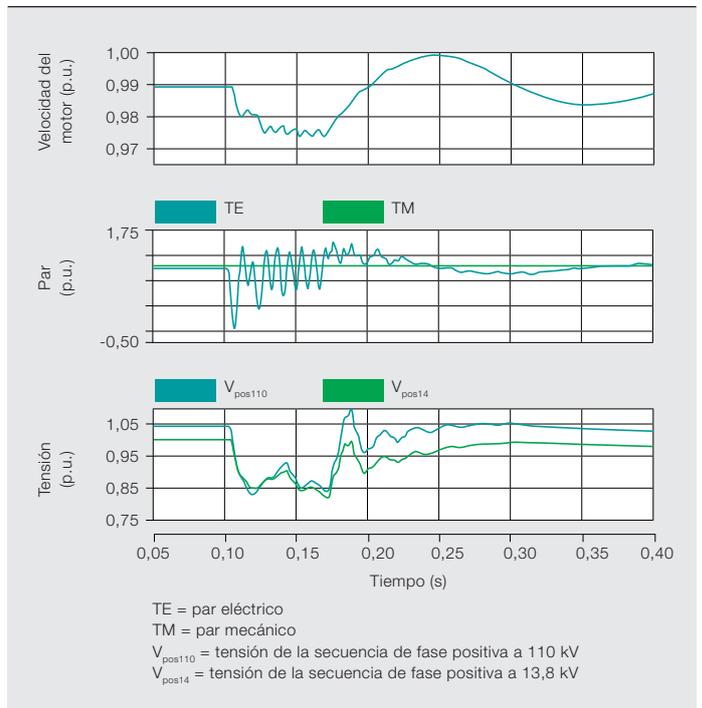
## 9 SVC de Jamia



### 10 Velocidad y par del motor y 110 kV/ 13,8 kV sin SVC: recuperación de tensión fallida



### 11 Velocidad y par del motor y 110 kV/ 13,8 kV con SVC: recuperación con éxito de la tensión



berla resuelto. Esa tarea requiere mucho apoyo de energía reactiva durante un periodo breve. Un soporte de tensión aplicado cerca de los motores proporciona los mejores resultados. Las ubicaciones más eficaces se encuentran en cada subestación de distribución de 110kV/13,8kV en el nivel de 13,8kV. Esto requeriría la instalación de un número muy grande de equipos de SVC relativamente pequeños. La solución práctica es instalar un número limitado de SVC grandes en el nivel de 110 kV.

Con equipos SVC no se puede evitar la caída inicial de velocidad de los motores de inducción. Hacen falta 1,5 ciclos antes de que los SVC puedan compensar totalmente la caída de tensión. Con unos SVC suficientemente grandes, se puede mantener

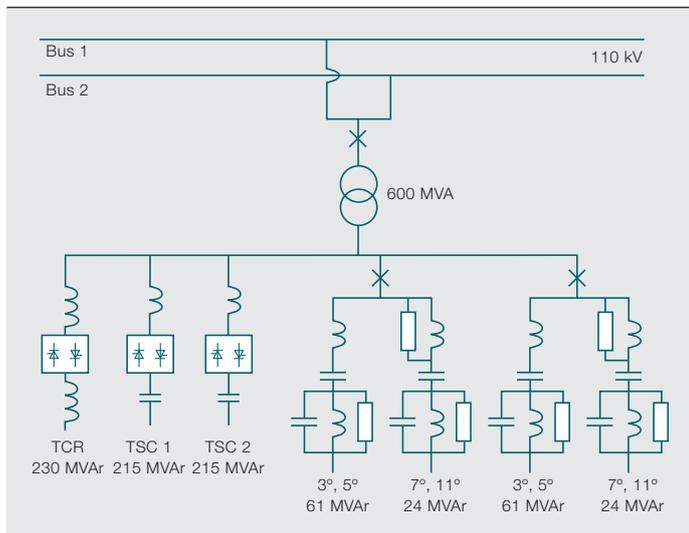
la tensión en un grado tal que los motores no sigan perdiendo velocidad después de la caída inicial → 11. Se alcanza un nuevo punto de trabajo “estable”. Durante la avería, es muy difícil aumentar la tensión hasta un valor tal que los motores se aceleren. Es importante detener o reducir la caída de velocidad lo más rápidamente posible. Cuanto antes se pare, más fácil será reacelerar el sistema una vez resuelta la avería. Con un tiempo de respuesta menor del SVC harán falta menos Mvar. Se ha demostrado en estudios teóricos que es casi imposible reacelerar los motores después de la solución de la avería en los casos en los que los SVC no estaban funcionando durante la misma. Inmediatamente después de la eliminación de la avería, la tensión se dispara hacia arriba bruscamente. La corriente reactiva en

los motores aumenta instantáneamente. Además, se precisa una corriente activa mayor para la reacceleración. En los casos en que la tensión en los motores permanezca muy baja, no puede circular la corriente activa necesaria y la recuperación de la tensión del sistema será lenta. En el peor de los casos, los motores se agarrotarán. Si se mantiene la tensión, se conseguirá una recuperación más rápida.

### Comportamiento del SVC

Cada uno de los tres SVC tiene una potencia de 60 MVar inductiva a 600 MVar capacitiva. Están conectados a subestaciones de aparata aislada en gas (GIS) de 110 kV. La tensión nominal en el bus de media tensión del SVC es de 22,5 kV. Hay dos TSC de 215 MVar cada uno y un TCR de

## 12 Diagrama esquemático de un SVC



230 MVar → 12. Los filtros de armónicos de un total de 170 MVar se dividen en dos ramas separadas. Las ramas se conectan al bus de media tensión mediante interruptores automáticos. Cada rama de filtros se compone de dos filtros de doble sintonización que cubren los armónicos 3º, 5º, 7º y 11º.

### Velocidad de respuesta

Cuando se trata de la velocidad de respuesta de un SVC es importante distinguir entre el comportamiento para “señal grande” y “señal pequeña”. La señal grande se produce cuando el SVC responde a las averías de la red produciendo un gran cambio de tensión en el sistema. Suele tratarse de una avería de línea a tierra en las proximidades de un SVC, o una avería trifásica a más distancia. La respuesta de señal pequeña se produce para cambios menores de la tensión del sistema, tales como el efecto del accionamiento de un cambiador de tomas o la conexión/desconexión de una reactancia de línea o una batería de condensadores. Para el tipo de SVC de empresa de suministro público, interesa principalmente una velocidad de señal grande.

Un SVC para servicio público controla en primer lugar la tensión de la secuencia de fase positiva y en algunos casos especiales la tensión de la secuencia de fase negativa. Para el control deben separarse las mediciones de la tensión instantánea en valores de secuencia y se deben eliminar los componentes armónicos de la tensión. Ambas acciones precisan cierto tiempo. Como una primera aproximación, el procesado de la tensión puede contemplarse como un filtro pasabajos de primer orden con una cons-

tante de tiempo de unos 10 ms; la pendiente es la intensidad de la corriente de la secuencia de fase positiva multiplicada por una constante. La acción de control se efectúa mediante un regulador PI (proporcional e integral) (en muchos casos simplemente un regulador PI). Actúa sobre la diferencia entre una tensión prefijada y la tensión real modificada por la pendien-

te. El resultado es una señal que se puede interpretar directamente como una orden de susceptancia al circuito principal. Las válvulas de tiristores sólo pueden conmutar una vez por cada medio ciclo y fase. Un conjunto de válvula trifásica puede estar modelizada por un retardo de tiempo medio.

Normalmente, se puede conseguir una respuesta en el margen de dos ciclos. Esto cumple el requisito de la compañía de que el tiempo de respuesta no dure más de 40 ms en una red sólida. (En Arabia Saudí, la frecuencia de la red es de 60 ciclos, es decir, que dos ciclos corresponden a 33,3 ms.)

Debe mantenerse la estabilidad del control para diversas calidades de la red. Normalmente la capacidad de cortocircuito varía según un factor de dos entre las condiciones fuerte y débil. Se ajusta el regulador para proporcionar una respuesta rápida en la condición más débil de la red. Se acepta que el SVC será más lento en la red más fuerte. En el caso de que el sistema se haga aún más débil, se activarán automáticamente los algoritmos de reducción de ganancia.

La tarea principal para un SVC de servicios públicos es suministrar Mvar rápidamente en las caídas importantes de tensión cuando se produzca una avería de la red. La avería más frecuente es la de fallo de línea a tierra. La tensión de secuencia positiva cae normalmente a 0,7 p.u. para una avería próxima y a valores gradualmente mayores para averías más lejanas. Con una gran desviación de la tensión de ese tipo, el regulador SVC alcanza con enorme rapidez su límite (aproximadamente en un ciclo). Este tiempo es prácticamente constante,

con independencia de la ganancia del regulador. Las válvulas TSC se activarán en el punto adecuado de la onda<sup>2</sup> y los TCR dejarán de conducir. El SVC conducirá totalmente en 1,5 ciclos. El tiempo de activación del TSC puede ser más largo dependiendo de su condición previa (cargado o descargado). La condición más común es la de condensadores descargados.

### Nuevo control para una recuperación de la tensión más rápida

Durante un cortocircuito en la red eléctrica, la tensión de la secuencia de fase positiva disminuye. El SVC trabaja en modo totalmente capacitivo. En el caso de un sistema ligeramente cargado se puede producir una sobretensión temporal tras la eliminación de la avería. El motivo principal para la sobretensión es que la red eléctrica no puede absorber la generación de energía reactiva del SVC. Un sistema habitual de control tiene que esperar hasta que la tensión haya superado su tensión prefijada antes de que el regulador pueda empezar a reducir la orden de susceptancia al circuito principal. Esto se traduce inevitablemente en una sobretensión con una duración de al menos un ciclo. En el sistema estudiado, es posible que se produzcan tensiones de más de 1,5 p.u. Muchos SVC de todo el mundo no trabajan en modo capacitivo hasta después de la eliminación de la avería porque no existían métodos eficaces para resolver este problema en el momento en que se instalaron.

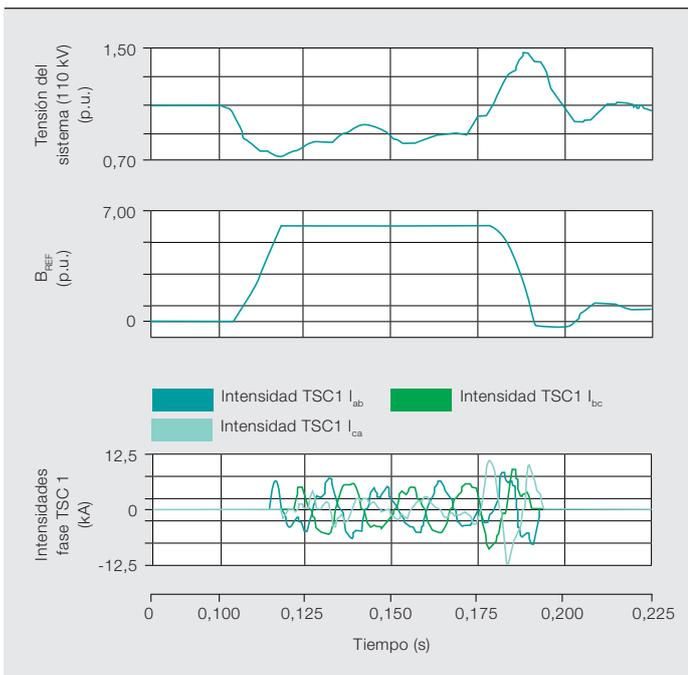
En → 13 se presenta una simulación de sobretensión temporal. Es evidente la necesidad de desactivar el TSC más rápidamente. Para mejorar la situación, se ha desarrollado una nueva función de control que se ha instalado en los tres SVC saudíes donde los TSC se bloquean al primer paso por corriente nula después de la eliminación de la avería. Se ha demostrado que este enfoque funciona en las simulaciones, pero sin embargo todavía deben recibirse datos reales. Los resultados obtenidos con la nueva función de control se presentan en → 14.

### Experiencia operativa

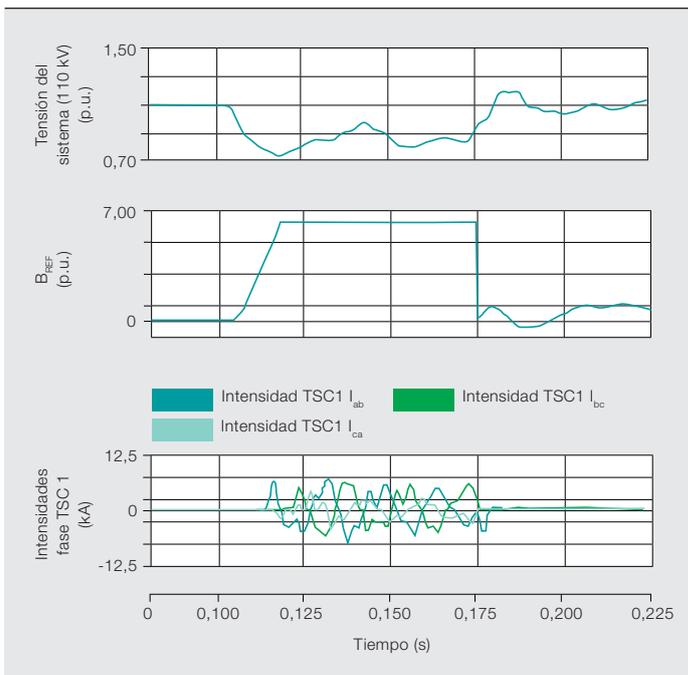
En el verano de 2008, durante la temporada de carga máxima, se produjeron tres averías de línea a tierra en el sistema de la red. Dos de las averías se produjeron en la zona de Yedda (Faisaliyah) → 15 y una en Medina → 16.

El SVC respondió con rapidez a la avería y pasó a totalmente capacitivo en 1,5 ciclos. Durante la avería, la tensión del sistema se

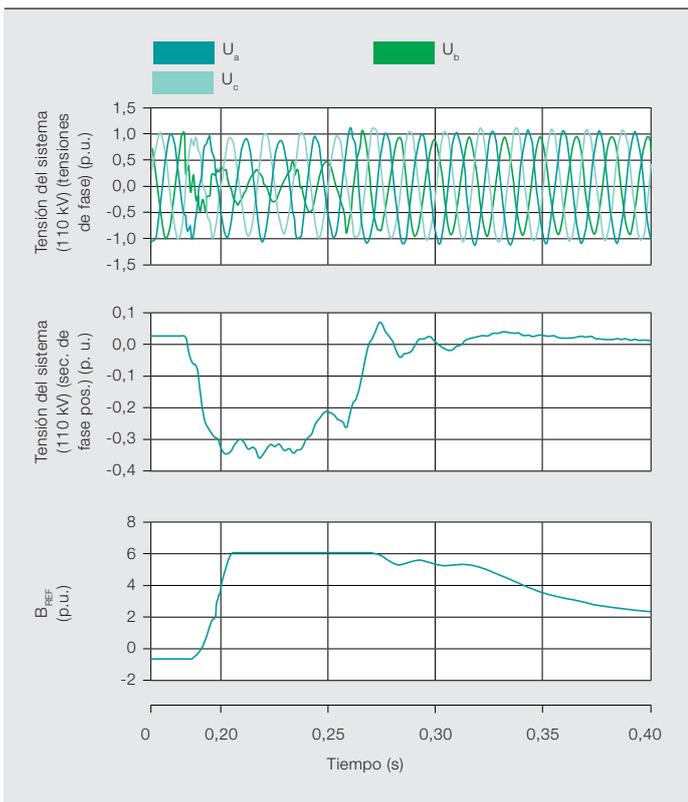
### 13 Sobretensión temporal: sobretensión 1,4 p.u.; TSC que bloquea al 4º paso por intensidad nula



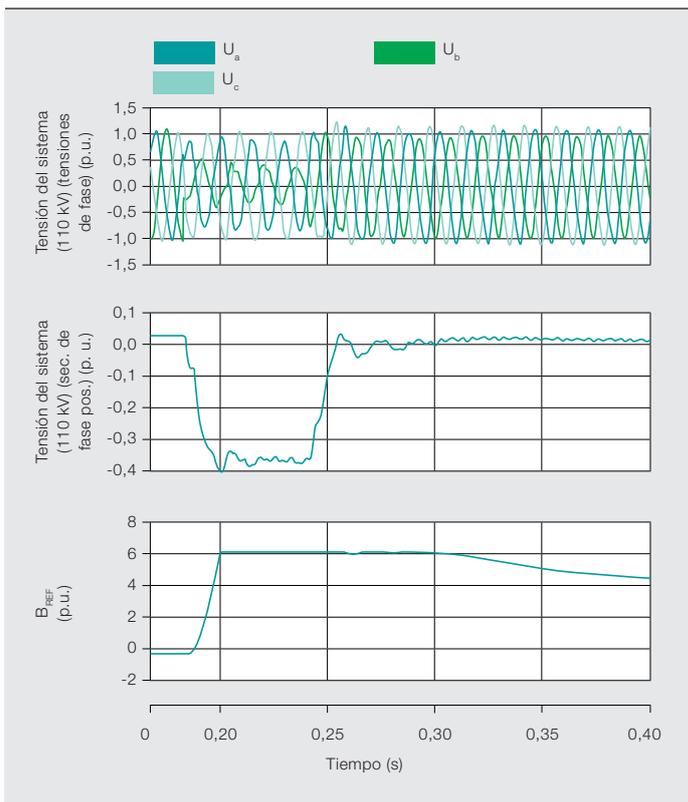
### 14 Nueva función de bloqueo del TSC: sobretensión reducida a 1,1 p.u.; TSC que se bloquea al primer paso por intensidad nula



### 15 Registro de TFR en el SVC de Faisalayah



### 16 Registro de TFR en el SVC de Medina Sur



Se pueden deducir varias conclusiones importantes del proyecto del SVC saudí:

- Los problemas de parada de motor o de caída de tensión son evidentes en sistemas de energía con grandes cargas inductivas tales como las producidas por el uso frecuente de acondicionadores de aire.
- Los SVC proporcionan una ayuda eficaz para la tensión en la secuencia de fase positiva durante las averías. Se puede mantener entonces la velocidad de los motores de inducción en un nivel razonable.
- Los SVC deben funcionar con una alta capacidad durante los fallos. Cuanto más rápida sea la respuesta del SVC, menores serán las capacidades precisas. Se requieren capacidades muy grandes cuando los SVC se activan únicamente después de la solución de la avería.
- Solo se requieren durante un corto tiempo, es decir, sólo se requieren unos pocos segundos de funcionamiento.
- Los SVC son resistentes y pueden trabajar durante los fallos y durante la solución de la avería.
- Los SVC deben poder bloquear los TSC inmediatamente después de la reparación de la avería para evitar sobretensiones temporales en situaciones de carga ligera.
- El tiempo de respuesta característico de un SVC para señal grande (de cero a la capacidad total) es de 1,5 ciclos con los condensadores descargados.
- El tiempo de respuesta característico de un SVC para señal pequeña es de 2,5 ciclos para un sistema de alta potencia, lo que se traduce en dos ciclos en el sistema ligero sin reajuste.

La experiencia operativa demuestra que los SVC son eficaces para el apoyo de la tensión de secuencia de fase positiva durante las averías de línea monofásica a tierra y después de ellas.

mantuvo constante o incluso aumentó ligeramente. Se observó que las tensiones en las fases sin avería no cayeron mucho después de la bajada inicial. Tras la resolución de la avería, la fase que había fallado se recuperó instantáneamente. El SVC redujo ligeramente su salida (unos 100 MVar) y trabajó a 500 MVar durante unos cuatro ciclos; disminuyendo posteriormente su salida de forma gradual a unos 200 MVar durante los cinco ciclos siguientes. Conservó este valor a lo largo del período registrado de 30 s. Es interesante señalar que la fase que había fallado no recuperó totalmente su valor previo a la avería en el período de 30 s.

En el momento de la avería, la tensión entre la fase B y el neutro cayó instantáneamente. La tensión medida de la secuencia de fase positiva en el SVC cayó con una constante de tiempo de unos 10 ms. Este es el tiempo necesario para la separación de secuencias de fase y el filtrado de armónicos. El regulador de tensión pasó a completamente capacitivo en sólo un poco más que un ciclo. El tiempo para que el circuito principal trabajara totalmente capacitivo en las tres fases fue de 1,5 ciclos. El retardo se debe al efecto de muestreo (cada fase sólo puede empezar a conducir en el pase por cero de sus tensiones). Los TSC empezaron a conducir con un mínimo de transitorios. Tras la eliminación de la avería, los TSC siguieron en servicio. Las intensidades aún incluían un mínimo de transitorios.

La avería en Medina fue similar a la de Yedda → 14. La principal diferencia fue que la avería en Medina se produjo a las 8:45 de la mañana, frente a las 4:45 de la mañana del caso anterior. A esta hora más avanzada, la carga en el sistema era mayor. Había una asimetría mayor durante las averías y una de las fases sin avería redujo su valor, mientras que la tercera permaneció sin cambios. La recuperación fue algo más lenta y el SVC permaneció a plena potencia durante un período más largo. Debe señalarse que solamente se precisó toda la capacidad durante unas décimas de segundo.

La experiencia operativa indica que los SVC son eficaces para el apoyo a la tensión de la secuencia de fase positiva durante las averías de SLG y después de ellas. El tiempo de reacción del SVC es pequeño y los TSC se comportan correctamente durante las perturbaciones. Un apoyo más eficaz a la tensión de la secuencia de fase positiva supone que todas las fases del SVC trabajen totalmente capacitivas. El inconveniente es

que también las fases sin fallos pueden aumentar por encima de la tensión máxima continua. Dicho aumento puede saturar el transformador de potencia del SVC; sin embargo, este problema no se ha desarrollado como una consecuencia de la avería → 17.

#### Estabilidad de red con respuesta rápida del SVC

Los sistemas eléctricos con grandes cargas de motores de inducción, tales como los acondicionadores de aire, representan un elevado riesgo de caídas de tensión o paradas de motor, especialmente en concurrencia con averías. Tienden a consumir grandes cantidades de energía reactiva, que no debe transmitirse a grandes distancias, ya que esto aumenta el riesgo de caídas de tensión y provoca pérdidas de energía activa. Para mantener en esas circunstancias la estabilidad de la tensión se pueden utilizar los SVC. Para aportar estabilidad a la tensión en la red, especialmente cuando se presentan situaciones de avería, es esencial una respuesta dinámica rápida del SVC. Normalmente hay un compromiso entre la respuesta dinámica y el valor de Mvar, es decir, que un aumento de la primera ofrece posibles ahorros en la segunda para conseguir el mismo efecto favorable en la estabilidad de la red.

Rolf Grünbaum

Peter Lundberg

Björn Thorvaldsson

ABB Power Systems,

Grid Systems/FACTS

Västerås, Suecia

rolf.grunbaum@se.abb.com

peter.lundberg@se.abb.com

bjorn.thorvaldsson@se.abb.com

#### Nota a pie de página

- 2 Punto de onda es un tipo de conmutación sincrona donde existe una elección activa del momento del ciclo en que se realiza la conmutación.

#### Referencia

- [1] Al-Mubarak, A.H., Bamsak, S.M., Thorvaldsson, B., Halonen, M., Grünbaum, R. (marzo de 2009). Preventing voltage collapse by large SVCs at power system faults. IEEE PSCE, Seattle, WA.

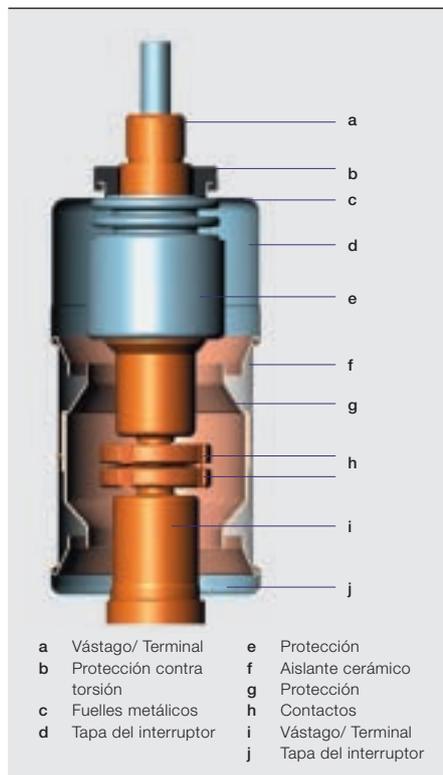


# Interruptores que superan lo esperado

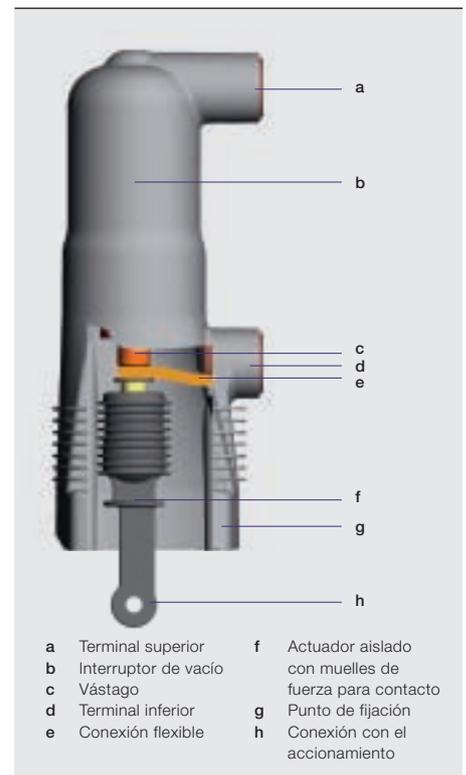
El polo PT1 establece un nuevo patrón de fiabilidad y respeto medioambiental en las tecnologías de interruptores de vacío

THORSTEN FUGEL, DIETMAR GENTSCH, ARNE KLASKA, CHRISTOPH MEYER – Ha pasado más de una década desde que ABB inventó el polo encapsulado para aplicaciones de media tensión. Estas unidades de corte ofrecen las ventajas de una elevada rigidez dieléctrica, protección frente a las condiciones ambientales y funcionamiento sin mantenimiento durante toda la vida del producto. El paso más reciente en este camino de éxitos es el interruptor PT1. Gracias a la adopción de un material termoplástico, el PT1 mantiene todas las prestaciones de su antecesor al tiempo que presenta numerosas ventajas, que van desde los parámetros de aplicación a su impacto ambiental.

## 1 Esquema de un interruptor de vacío ABB (tipo VG4)



## 2 Diseño general de un polo encapsulado



Un interruptor debe cumplir tres criterios funcionales: tiene que trabajar con la intensidad nominal, cortar la corriente de cortocircuito y bloquear las tensiones que superen el nivel nominal de tensión.

Cuando los contactos se separan para cortar una corriente, se inicia un arco eléctrico entre ellos. En un sistema de corriente alterna, este arco se apaga al siguiente paso de la corriente por el valor cero. El mecanismo de contacto está encerrado en una cámara → 1 que contiene vacío (en los sistemas de media tensión actuales).

ABB ha estado suministrando interruptores de vacío (VI) de media tensión durante más de 30 años. Aunque a finales del decenio de 1990, el mercado se dividió más o menos por igual entre las tecnologías de vacío y SF<sub>6</sub>, el vacío se ha convertido en la tecnología imperante en la actualidad. ABB produce actualmente unos 350.000 interruptores de vacío al año y es un fabricante líder en este campo. Actualmente, los VI de ABB manejan tensiones nominales de hasta 40,5 kV y corrientes de cortocircuito de hasta 63 kA. Además de resistir el campo eléctrico dentro de los VI, el aislamiento debe soportar la potencia-frecuencia exterior y las tensiones de nivel de impulso básico (BIL)<sup>1</sup> (hasta 95/200 kV). Este rendimiento puede verse muy limitado por las condiciones ambientales (por ejemplo, el polvo). Esta es una de las razones por las que, hace varios años, ABB inició la exploración de la tecnología

de polos encapsulados. El catálogo actual de polos encapsulados de ABB cubre los requisitos típicos de sistemas de media tensión hasta tensiones nominales de 40,5 kV, corrientes de hasta 3.150 A y corrientes de cortocircuito de hasta 50 kA. El interruptor de vacío y sus terminales están completamente encapsulados en resina epóxica. Los terminales superior → 2a e inferior → 2d están conectados al brazo de contacto o a la barra de bus de la armadura. Como el contacto inferior debe conectarse a una pieza móvil, hace falta una conexión flexible que conduzca la corriente → 2e.

La pieza móvil está movida por una varilla de empuje aislante → 2f conectada al accionamiento del interruptor → 2h. Esta varilla está hecha de un material de poliamida e incluye un conjunto de muelles. La parte inferior del polo → 2g se fija al alojamiento del interruptor por medio de cuatro tornillos.

Las ventajas principales de esta tecnología (en comparación con un sistema ensamblado o de polo abierto) son su elevada rigidez dieléctrica y la mejor protección contra las influencias ambientales, la humedad y las fuerzas mecánicas. El diseño es compacto, robusto y modular. Otra ventaja importante es el rápido y sencillo montaje de los polos probados previamente y ajustados en los interruptores de vacío. Los polos encapsulados se adaptan a distintas condiciones climáticas y no precisan manteni-

miento a lo largo de su vida. Esto significa que el vacío interior del interruptor y la capacidad de aislamiento de los polos se conservan durante más de 30 años.

ABB es el inventor de esta tecnología. Con cerca de 1.000.000 unidades en servicio y una producción anual de más de 200.000 piezas, la empresa es también el principal fabricante de polos encapsulados.

A pesar de la realización eficaz de esta tecnología y de sus enormes ventajas, ABB sigue esforzándose por mejorarla aún más. El miembro más reciente de la familia de polos encapsulados es el PT1. En contraste con sus antecesores, el polo encapsulado no utiliza resinas epóxicas sino un material termoplástico de alta tecnología.

### Propiedades de los polos termoplásticos

Entre los factores decisivos cuando se introduce un nuevo material (o clase de material) se encuentran la función, la forma y el proceso. La selección de un material nuevo precisa un proceso de análisis completo.

### Selección de materiales

El proceso sistemático de selección de un material debe verificar las características

### Nota a pie de página

<sup>1</sup> La tensión BIL (nivel básico de impulso) es una expresión de la capacidad de un equipo para soportar las sobretensiones causadas, por ejemplo, por los rayos y la conmutación.

aplicables del material con la mayor precisión posible, teniendo en cuenta la larga vida útil del componente (30 años como mínimo). La investigación tiene en cuenta las propiedades físicas y químicas, y considera asimismo los aspectos de consumo de material y tecnología de producción.

Puesto que el lado interior de la carcasa del polo encapsulado está en contacto directo con la superficie cerámica de los VI, las propiedades mecánicas, térmicas y dieléctricas tienen una especial importancia para el PT1. Debido a consideraciones dieléctricas, la densidad es aquí la propiedad más importante. Además, al tratarse de una superficie de contacto entre polímero, cerámica y metal, y teniendo en cuenta el gran abanico de temperaturas de funcionamiento (desde -30 °C hasta +115 °C para el funcionamiento, -60 °C para el almacenamiento), hay que reducir al mínimo la diferencia entre los coeficientes de dilatación térmica, mientras que hay que maximizar la estabilidad mecánica y el alargamiento a la rotura. Además, el polo se emplea como un aislamiento dieléctrico exterior cuando se abren los contactos de los VI. En consecuencia, hay que optimizar asimismo la rigidez del dieléctrico y el índice comparativo de resistencia a la descarga superficial (CTI)<sup>2</sup>.

#### Comparación entre polos termoplásticos y epóxicos

La comparación de los polos termoplásticos de tipo PT1 con los polos epóxicos de tipo P1 reveló diferencias y similitudes importantes.

El uso de material termoplástico redujo el peso del polo completo aproximadamente en un 35 por ciento en comparación con el P1. Considerando solamente el material aislante, la masa se redujo en un factor de más de tres. Esto se ha conseguido gracias a lo siguiente: la menor densidad del termoplástico (12 por ciento), su rigidez dieléctrica considerablemente mayor (aproximadamente un 50 por ciento), su mejor rigidez mecánica (aproximadamente un 100 por ciento) y su resistencia (300 a 400 por ciento). Estas mejoras también han permitido reducir el volumen.

Las altas presiones de inyección empleadas en la fabricación permiten que el material termoplástico utilice fibras de vidrio cortas. Esto no era posible con la inyección a baja presión del material compuesto con base de resina epóxica. Para conseguir una mejor mezcla de los componentes y una viscosidad reducida, los materiales com-

### 3 Familia de polos encapsulados de ABB



puestos con base de resina epóxica suelen contener polvo de cuarzo (partículas de SiO<sub>2</sub>). En comparación con esas partículas, y a igualdad de material para la matriz, las fibras permiten una rigidez mecánica y una resistencia mayores gracias a una mejor transmisión de los esfuerzos.

Para ofrecer a los clientes una transición fácil desde los polos epóxicos a los termoplásticos, las dimensiones exteriores de los polos epóxicos se han mantenido dentro de las de los polos termoplásticos. Además, todas las dimensiones funcionales son iguales. Esto permite la intercambiabilidad completa de estos componentes. Las varillas de empuje y las conexiones flexibles también se mantienen iguales.

En la transición, se sustituyeron los tornillos métricos y los suplementos de latón empleados en los polos de epoxi por tornillos autorroscantes. Los nuevos tornillos ya se han utilizado con éxito con materiales termoplásticos en otros sectores, como el de automoción. Se aprietan con un par de 35 Nm, lo que garantiza una gran estabilidad (100.000 operaciones mecánicas de conmutación sin pérdida de estabilidad). Esta resistencia corresponde a la de un polo epóxico sujeto con un tornillo métrico de tipo M10 que requiere un par de apriete de 50 Nm.

Se realizaron ensayos de deformación plástica y relajación para comprobar si, en las condiciones de trabajo (mayor temperatura y fuerzas de contacto), podrían variar las dimensiones del polo → 4. Se sujetaron los polos a una placa de acero y se aplicó una fuerza de 5.000 N mediante la varilla de

empuje. Esta fuerza es 1,7 veces mayor que la carga máxima de trabajo sobre el terrero. Para estos experimentos se aumentó la temperatura desde la ambiental (20 °C) hasta 85 °C; de ahí el aumento de la longitud del polo (0,5 por ciento) al comienzo del experimento. A lo largo de la duración del ensayo (cuatro semanas), la longitud del polo permaneció constante. La longitud volvió a disminuir al enfriarse los polos al final del experimento, dejando un alargamiento residual máximo del 0,2 por ciento (próximo a la precisión de la medición). En consecuencia, no se ha podido detectar un alargamiento del polo debido a efectos de deformación permanente o de relajación. Cuando se considera la estabilidad a largo

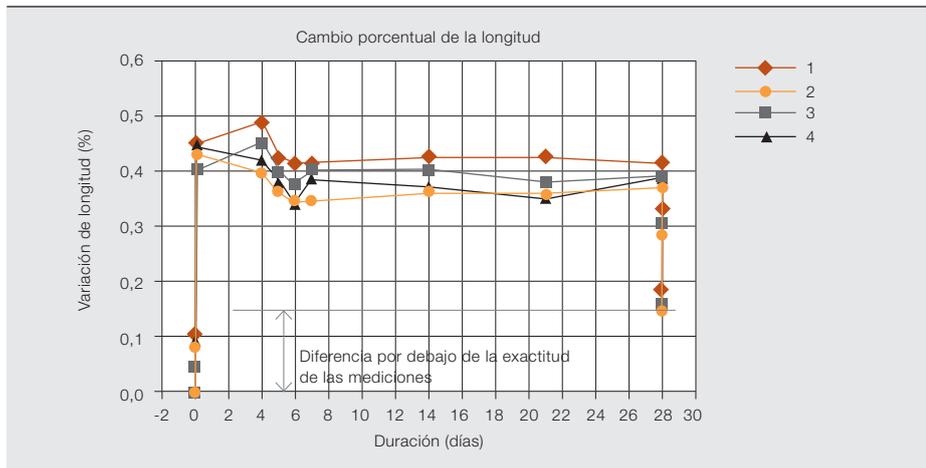
**El uso de material termoplástico redujo el peso del polo completo aproximadamente en un 35 por ciento en comparación con el P1.**

plazo de los materiales termoplásticos (especialmente las poliamidas), hay que tener en cuenta la afinidad del material por el agua. Un interruptor de vacío conectado que esté en la posición de desactivado debe seguir pudiendo bloquear tensiones como se indica en la norma IEC, incluso después de que se haya producido una absorción de agua considerable. Para comprobarlo, se efectuaron ensayos climáticos con más temperatura y humedad (mayor absorción de agua durante 500 h a 60 °C, 75 por ciento

#### Nota a pie de página

<sup>2</sup> El índice de resistencia a la descarga superficial es una medida de las propiedades de la descarga disruptiva de un material.

#### 4 Resultados de experimentos de fluencia y relajación



Se realizaron con el tipo de polos encapsulados PT1 con 5000 N y 85 °C y muestran que no se ha producido ninguna deformación mensurable. El salto brusco al principio y al final del período de prueba refleja el calentamiento a la temperatura ambiente y el retorno a ella.

de humedad), mientras se sometían los polos en paralelo a una tensión de 50 kV de c.a. Todos los polos probados demostraron estabilidad en estas condiciones.

Además, el polo debía realizar correctamente una operación de cierre con una corriente de cortocircuito, seguida de una de reapertura. Puesto que la estabilidad mecánica es mucho mayor que para el material compuesto epóxico, los nuevos polos PT superaron todas las pruebas.

#### Proceso de fabricación

El concepto general, tanto de los polos de resina epóxica como de los termoplásticos, es muy similar. En primer lugar se montan los grupos interiores con el interruptor de vacío y los terminales para el molde. A continuación se hace el pretratamiento de estos grupos (por ejemplo, limpieza y prueba). Luego se colocan los grupos en el molde, que se inmoviliza, se cierra y se rellena con el material. Debido a las presiones muy distintas que se producen durante el moldeo por inyección, puede variar el tiempo necesario para rellenar el molde. Para el material compuesto con base de resina epóxica, el llenado es seguido por un tiempo de curado, mientras que para el termoplástico va seguido por el enfriamiento. El diagrama del flujo general de producción para el termoplástico se muestra en → 5.

El proceso con resinas epóxicas es una reacción química, mientras que el endurecimiento del termoplástico consiste en un periodo de enfriamiento con cristalización del material. Las temperaturas de los moldes son aproximadamente las mismas para los dos procesos, pero las temperaturas de inyección de la materia prima son muy distintas. En el caso de la resina epóxica, está

ligeramente por encima de la temperatura ambiente, mientras que la temperatura de fusión del material termoplástico es de hasta 300 °C. En consecuencia, para el proceso de la resina epóxica hay que aplicar calor, mientras que para el material termoplástico hay que evacuarlo.

Tan pronto como se ha terminado el endurecimiento, se abre el molde y se retira el polo. Puesto que la adherencia entre termoplásticos, acero y otros metales suele ser muy baja, la extracción del polo no es un problema. A continuación se envían los polos al montaje y prueba final. En este paso se añade la varilla de empuje y se monta la protección del VI para el transporte. Se comprueban las dimensiones funcionales y la resistencia del polo en una inspección de rutina.

El uso de una moderna máquina de moldeo por inyección totalmente automatizada con sensores integrados para la fabricación del VI termoplástico mejora la ya considerable fiabilidad del proceso del polo epóxico.

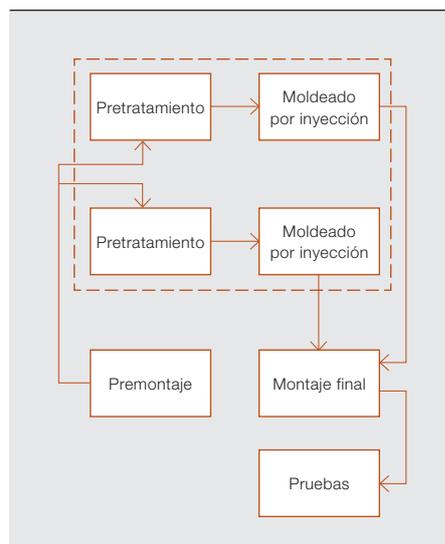
#### El polo PT1

Las dos variantes comercializadas del PT1 se ilustran en → 6.

El polo PT1 → 6a maneja intensidades de cortocircuito de hasta 31,5 kA, intensidades nominales de hasta 1.250 A y tensiones de hasta 17,5 kV. Estos valores son similares a los del tipo correspondiente de polo epóxico P1. Las características se muestran con detalle en → 7.

Puesto que el PT1 se utiliza en sistemas de media tensión, los requisitos generales son los establecidos en la EC 62271-100. El PT1 los satisface o los supera. El polo cumple las más altas cualificaciones reconoci-

#### 5 Flujo general de producción: polos termoplásticos frente a los de resinas epóxicas



#### 6 Variaciones del polo PT1: versión para 31,5 kA (6a) y 25 kA (6b)



das por la norma, a saber, M2 (endurancia mecánica), E2 (endurancia eléctrica) y C2 (conmutación capacitiva para operaciones de conmutación “back-to-back” [en oposición] y de cables).

Aunque esta clasificación indica que el PT1 satisface la norma, no muestra el límite de actuación. Por ejemplo, en lo que se refiere a la endurancia mecánica, la norma exige 10.000 operaciones mecánicas de conmutación, mientras que el PT1 puede manejar fácilmente más de 30.000 operaciones sin ningún mantenimiento.

En general, se puede afirmar que el polo PT1 supera todos los requisitos de la norma y es de mayores o iguales prestaciones que los polos encapsulados existentes con

## 7 Características del polo PT1

Características eléctricas		1206-25 1706-25	1212-25 1712-25	1206-31 1706-31	1212-31 1712-31
Tensión nominal	kV	12 / 17,5	12 / 17,5	12 / 17,5	12 / 17,5
Frecuencia nominal	Hz	50 / 60			
Valor nominal de la tensión no disruptiva a frecuencia industrial (ms)	kV	... 42			
Valor nominal de la tensión no disruptiva a impulsos de descarga	kV	... 95			
Intensidad nominal normal (ms)	A	630	1250	630	1250
Intensidad de ruptura de cortocircuito nominal (ms)	kA	25	25	31,5	31,5
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (pico)	kA	63	63	80	80
Peso del polo en	kg	4,8	4,8	5,6	5,6
Fuerza de contacto	N	2400	2400	3200	3200
Vida mecánica (ciclos)		30.000			
Años de vida en servicio.	yrs.	30			
Ciclos a intensidad nominal de ruptura en cortocircuito		50			
Temperatura de trabajo	°C	-30 ... +40			

base de materiales compuestos de resina epóxica.

### Ensayos realizados

Como ya se ha indicado, el polo PT1 cumple los requisitos de la norma IEC 62271-

pruebas de cortocircuito (STC) y pruebas del dieléctrico. También se ha realizado así la prueba de conmutación capacitiva (carga “back-to-back” y de cable) y durabilidad eléctrica. Puesto que el polo se va a utilizar en todo el mundo, se han adaptado los requisitos de estos ensayos para que cubran los valores requeridos por la mayoría de las normas; así, la tensión para la prueba de frecuencia se ha fijado en 42 kV, la tensión para la prueba de BIL en 95 kV y se han aplicado 4 s para las STC. Todos estos ensayos se han realizado de acuerdo

con las normas de la organización STL (Short-circuit Testing Liaison), reconocida internacionalmente, y fueron por tanto presenciados por una tercera parte independiente.

Además se realizaron un gran número de ensayos adicionales, como una prueba de arco interno según la IEC 62271-200. El interruptor las superó sin que se produjera ignición del polo. También se llevaron a cabo mediciones de descargas parciales (PD) en un gran número de polos. Estas pruebas han demostrado que no se han producido PD en ninguno de los polos in-

vestigados y por lo tanto confirman el mejor comportamiento sobre el terreno, tan bien conocido, de los polos encapsulados de ABB.

### Aplicaciones del nuevo tipo de polo PT1

Como miembro de la familia de polos encapsulados de ABB, el PT1 se empleará en las versiones actuales de VD4 y VM1 → 8. Se utilizará para el aislamiento de cortocircuitos, cables con carga y sin ella, transformadores, motores, generadores y baterías de condensadores. Además, se venderá el polo como componente a clientes OEM y como pieza de repuesto para proyectos de remodelación. En → 9 se presentan ejemplos de áreas de aplicación.

Desde el punto de vista del cliente, la transición desde los polos encapsulados actuales al polo PT no presenta complicaciones y requiere poco esfuerzo. El PT1 es totalmente compatible con el polo P1 actual y tiene las mismas dimensiones funcionales. Para permitir a los clientes OEM una transición sin problemas, ABB no solamente va a proporcionar apoyo compartiendo los informes de las pruebas, sino que también publicará asesoramientos y declaraciones que ayuden a minimizar el número de pruebas que deban repetirse en combinación con una matriz de pruebas de la IEC. Una vez que se haya instalado el interruptor en la apartamentada del cliente, la única prueba que hay que repetir suele ser la del dieléctrico.

### Ventajas del polo PT1

Los polos termoplásticos ofrecen las mismas ventajas que todos los demás polos encapsulados de ABB y cumplen los requisitos de calidad más exigentes, como aislamiento dieléctrico óptimo, protección del VI y funcionamiento sin mantenimiento. Además, ofrecen varias ventajas en comparación con los polos encapsulados actuales y, por ello, son iguales o mejores en todos los aspectos cuando se comparan con los epóxicos.

Desde el punto de vista medioambiental, los polos PT presentan mejoras importantes sobre sus antecesores epóxicos, tanto por su fabricación como por su facilidad de reciclaje<sup>3</sup>. Para cuantificar esta afirmación se ha efectuado un cálculo de la huella de carbono necesaria para la fabricación de

#### Nota a pie de página

<sup>3</sup> Véase asimismo “Por un medio ambiente mejor: opciones de reciclaje de componentes aislantes”, páginas 10-16, *Revista ABB* 2/2009.

**El uso de una moderna máquina de moldeado por inyección totalmente automatizada con sensores integrados para la fabricación del VI termoplástico mejora la ya considerable fiabilidad del proceso del polo epóxico.**

100 y ha superado todas las pruebas de tipo obligatorias. Estas pruebas se efectuaron con polos PT1 equipados con los interruptores de vacío ABB estándar de tipo VD4 y VM1. Además, para que la demostración fuera plenamente funcional, estas pruebas no se llevaron a cabo en interruptores aislados, sino en interruptores instalados en una apartamentada ABB tipo UniGear y cajas de tipo PowerCube.

Esta configuración se utilizó para todos los ensayos de tipo obligatorios de la IEC, es decir, durabilidad mecánica, aumento de temperatura, conexión y desconexión,



### 9 Ejemplos de campos de aplicación de interruptores de vacío PT1

- Centrales eléctricas
- Subestaciones transformadoras
- Industria química
- Industria siderúrgica
- Industria automovilística
- Suministro eléctrico de aeropuertos
- Construcción naval (aplicaciones marinas)
- Suministro eléctrico a edificios

La fabricación de polos termoplásticos de tipo PT reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en más de un 50 por ciento respecto a sus antecesores

los polos. El análisis no sólo ha tenido en cuenta la propia fabricación de los polos, sino también la del material de base<sup>4</sup>. Este cálculo muestra que la fabricación de polos termoplásticos de tipo PT reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en más de un 50 por ciento respecto a sus antecesores, lo que corresponde a una reducción de aproximadamente 3.000 t de CO<sub>2</sub> al año, teniendo en cuenta las cifras de producción de ABB<sup>5</sup>.

Otra ventaja de los materiales termoplásticos es que el propio proceso de fabricación se puede controlar con mucha precisión, lo que reduce la variación de las propiedades del material y del propio polo. Gracias a la tecnología consolidada de las máquinas de moldeo por inyección, es posible un proceso de fabricación completamente automático de los polos PT que permite un registro detallado y un control total de todos los parámetros relevantes del proceso. Esto lleva no sólo a un aumento de la trazabilidad, sino también a un mejor control de calidad mediante el control estadístico del proceso (SPC), lo que mejora la ya bien conocida alta calidad de los actuales polos encapsulados.

Por lo que se refiere a los parámetros técnicos, se han podido aumentar las prestaciones del polo PT1 en relación con el P1 epóxico. La resistencia mecánica y el comportamiento a baja temperatura del PT pudieron mejorarse considerablemente y se ampliaron sus límites operativos. Además, la carga de fuego de los polos PT es consi-

derablemente inferior, lo que supone una ventaja de seguridad añadida para el cliente final. Además, el peso del polo se ha reducido en un 35 por ciento, lo que facilita su manipulación y transporte.

El polo PT, el miembro más reciente de la exitosa familia de polos encapsulados de ABB, es el último paso del desarrollo de esta lograda tecnología. Iguala o mejora todos los aspectos de prestaciones de sus antecesores, sigue siendo totalmente compatible y contribuye en gran medida a la protección del clima.

**Thorsten Fugel**

**Dietmar Gentsch**

**Arne Klaska**

**Christoph Meyer**

ABB Calor Emag Mittelspannung

Ratingen, Alemania

thorsten.fugel@de.abb.com

dietmar.gentsch@de.abb.com

arne.m.klaska@de.abb.com

christoph.meyer@de.abb.com

#### Notas a pie de página

4 Empleando datos originales publicados o aportados directamente por el fabricante del material.

5 Suponiendo un volumen de producción anual de 115.000 polos.



# En forma a los 50

THOMAS WESTMAN, PIERRE LORIN, PAUL A. AMMANN – Mantenerse en forma y seguir joven son objetivos para muchos, incluidos los transformadores de potencia. En el mundo hay muchos transformadores que están llegando a una edad en la que estos objetivos se están convirtiendo en críticos para su supervivencia, y para la de las empresas explotadoras. Las consecuencias del fallo de un transformador pueden ser catastróficas. Por eso los operadores exigen una elevada disponibilidad y un tiempo de recuperación rápido después de un corte. Con un parque de transformadores que se está haciendo viejo y unos presupuestos de mantenimiento ajustados, los transformadores permanecen en servicio mucho más allá de su ciclo de vida óptimo. La hipótesis de que todos están preparados para una vida útil de trabajo más larga puede ser una apuesta peligrosa. Cuando se trata de la gestión de los activos que constituyen los transformadores, los principales objetivos de un operador son reducir el riesgo de fallo y minimizar su repercusión si éste se produce. ABB TrafoAsset Management™ presta exactamente el soporte que necesitan los operadores para adoptar decisiones inteligentes de mantenimiento con objeto de afrontar estos problemas.

Mantener durante más tiempo en buen uso los transformadores antiguos con ABB TrafoAsset Management™ – Servicios Preventivos

### 1 Un fallo prácticamente catastrófico dañó un transformador



### 2 El transformador en (1) se reconstruyó para dejarlo en un estado totalmente funcional



### 3 Estimaciones de costes de la sustitución imprevista de un transformador elevador típico de generadores

Limpieza medioambiental	500.000 dólares
Pérdida de ingresos (500.000 dólares/día)	10 millones de dólares
Trabajos de instalación y puesta en servicio	100.000 – 300.000 dólares
Modificaciones adicionales y trabajos in situ	300.000 dólares
Nueva unidad de transformador	2-4 millones de dólares

Las averías de transformadores pueden suponer hasta 15 millones de dólares, además de la pérdida de imagen de una empresa explotadora. (Fuente: Doble Life of a Transformer Seminar. Clearwater, FL, EE.UU.)

Los transformadores de potencia, que suelen ser el activo más valioso de una subestación o una central, son componentes indispensables de los equipos de alta tensión para las centrales de generación de energía, los sistemas de transporte y las grandes plantas industriales. Los fallos inesperados producen perturbaciones graves en los sistemas de operación, lo que da lugar a paradas no programadas y problemas de suministro de energía. Estos fallos pueden ser el resultado de un mantenimiento deficiente, de un mal funcionamiento, de una protección deficiente, de averías no detectadas, o incluso de caída de rayos o de cortocircuitos graves → 1, 2. Los cortes afectan a los ingresos, provocan sanciones y pueden costar a una empresa su reputación y sus clientes.

El Instituto de Operaciones de Energía Nuclear afirmó en 2002 que desde 1996 más de 70 incidentes han tenido relación con transformadores de potencia grandes, auxiliares principales o de elevación [1]. Varios incidentes tuvieron una repercusión considerable sobre la central, y además más de 30 disparos de emergencia de un reactor y paradas de planta y disminuciones del suministro eléctrico tuvieron relación con transformadores. Resultado: en muchos casos, pérdida de producción y costosas reparaciones.

Los enormes costes de los fallos de los transformadores de potencia proporcionan a las compañías de electricidad un buen in-

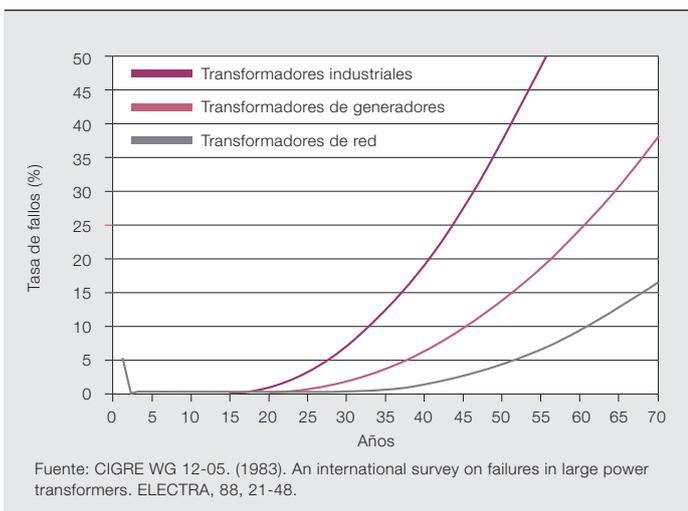
centivo para asegurar la fiabilidad y disponibilidad en todo el ciclo de vida de estos activos clave. El coste de los transformadores oscila entre 2 y 4 millones de dólares, y en las contadas ocasiones en las que fallan, las consecuencias económicas pueden ser aún mayores. En casos extremos, pueden dejar a una empresa al borde de la ruina → 3. Además, dado que la mayoría de los países tienen en vigor normativas estrictas para controlar y regular el suministro de energía, las penalizaciones por falta de suministro pueden llegar a ser 100 veces el precio de la propia energía.

#### Un parque envejecido

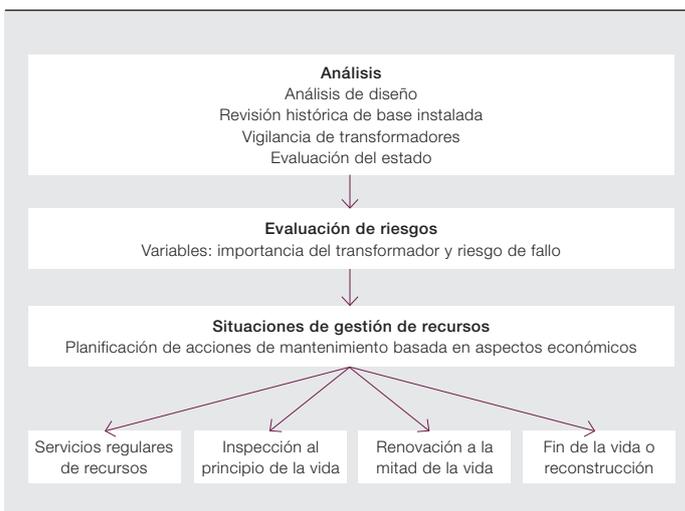
Aunque los transformadores se consideran equipos muy fiables, el actual parque mundial de transformadores es bastante antiguo. La edad media de aquéllos en plantas industriales es de 30 años, y de 40 años en compañías eléctricas. Aunque los transfor-

madores antiguos no suelen ser bombas de relojería, sus porcentajes de fallo y los costes de su sustitución y reparación correspondientes aumentan de forma lenta pero continua. En → 4 se muestra la evolución del porcentaje de fallo de transformadores instalados en plantas industriales (naranja oscuro), en centrales de generación (naranja claro) y en redes de transporte (gris). Las curvas de evolución de riesgos

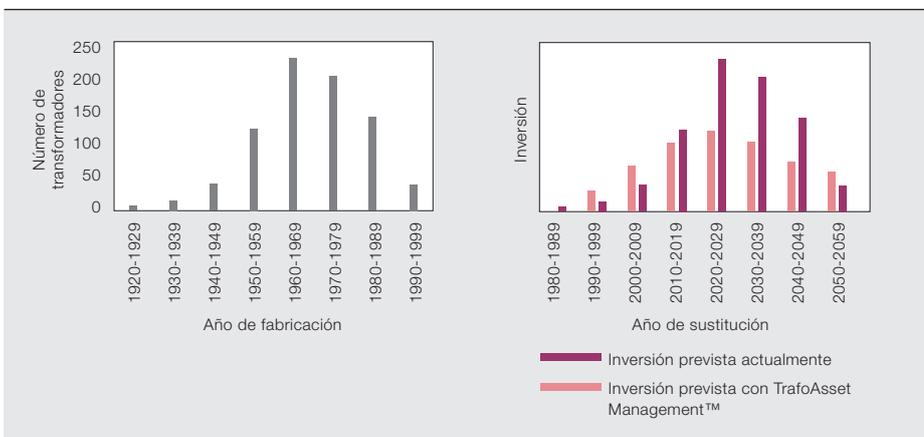
#### 4 Determinación de la tasa de fallos de un transformador en tres aplicaciones diferentes



#### 6 Introducción a ABB TrafoAsset Management – Servicios Preventivos



#### 5 Inversión en transformadores antes y ahora



**5a La inversión en nuevos transformadores alcanzó un máximo en los decenios de 1960 y 1970. Sin estrategias optimizadas de mantenimiento y de prolongaciones de la vida se producirá un segundo pico de inversiones pasados unos 50 años.**

**5b La aplicación del programa ABB TrafoAsset Management puede ayudar a disminuir el pico de inversiones previstas.**

El actual parque mundial de transformadores es bastante viejo, y el coste de sustitución ha obligado a muchas empresas a mantenerlos en servicio más allá de su vida útil recomendada.

son más inclinadas para las plantas industriales y las centrales de generación de energía, ya que en estas instalaciones los transformadores se suelen utilizar más intensamente. Aunque la edad por sí sola no aumenta el riesgo de averías imprevistas, sí suele ser un indicador de este riesgo. El riesgo de fallo aumenta con otros factores, como el tipo de aplicación y la tendencia a cargar los transformadores al máximo para satisfacer las necesidades económicas del entorno desregulado y de los mercados competitivos.

En → 5 se muestra la punta de inversiones en los decenios de 1960 y 1970 de muchas empresas de Europa y Estados Unidos. La carga que supone el coste de sustitución de los equipos viejos ha obligado a muchas empresas a mantener los transformadores funcionando más allá de su vida recomen-

dada para suavizar la punta de inversiones. Esto es posible sólo optimizando el mantenimiento de los transformadores y aplicando medidas que prolonguen su utilización. Al mismo tiempo, las restricciones económicas exigen un mayor rendimiento de la inversión con presupuestos de mantenimiento y gastos menores. Los costes de mantenimiento están sometidos a una presión creciente debido a la liberalización y la desregulación, que han fomentado un enfoque más basado en la rentabilidad. Como consecuencia, los operadores ya no pueden seguir una simple estrategia de mantenimiento basada en el tiempo, que reduce los riesgos haciendo todo, todos los años, en todos los transformadores. Por el contrario, deben aplicar una estrategia de mantenimiento más sofisticada basada en el estado de los transformadores: hacer más mantenimiento en los transformadores de

#### Nota a pie de página

1 Alto riesgo significa una probabilidad elevada de fallo o una repercusión importante de un fallo sobre los resultados de la empresa.

alto riesgo que en los transformadores de bajo riesgo.<sup>1</sup>

Esto exige una información fiable sobre el estado de los transformadores.

### ABB TrafoAsset Management – Servicios Preventivos

Los directores de operaciones requieren herramientas especiales que respalden sus decisiones estratégicas y cotidianas, que respondan a las dificultades mencionadas y den lugar a las acciones de mantenimiento adecuadas en el momento oportuno. Aquí ha surgido una tendencia clara: los directivos están cambiando de utilizar un mantenimiento basado en el tiempo a un mantenimiento basado en el estado, donde las decisiones ya no son motivadas por un plazo medio definido por la experiencia y observaciones previas, sino que tienen en cuenta el estado real del equipo y el nivel de fiabilidad necesario para desempeñar su función. TrafoAsset Management apoya esta tendencia centrándose en tres elementos: el análisis, la evaluación de riesgos y la planificación de las acciones de mantenimiento tomando como base supuestos de gestión de activos → 6.

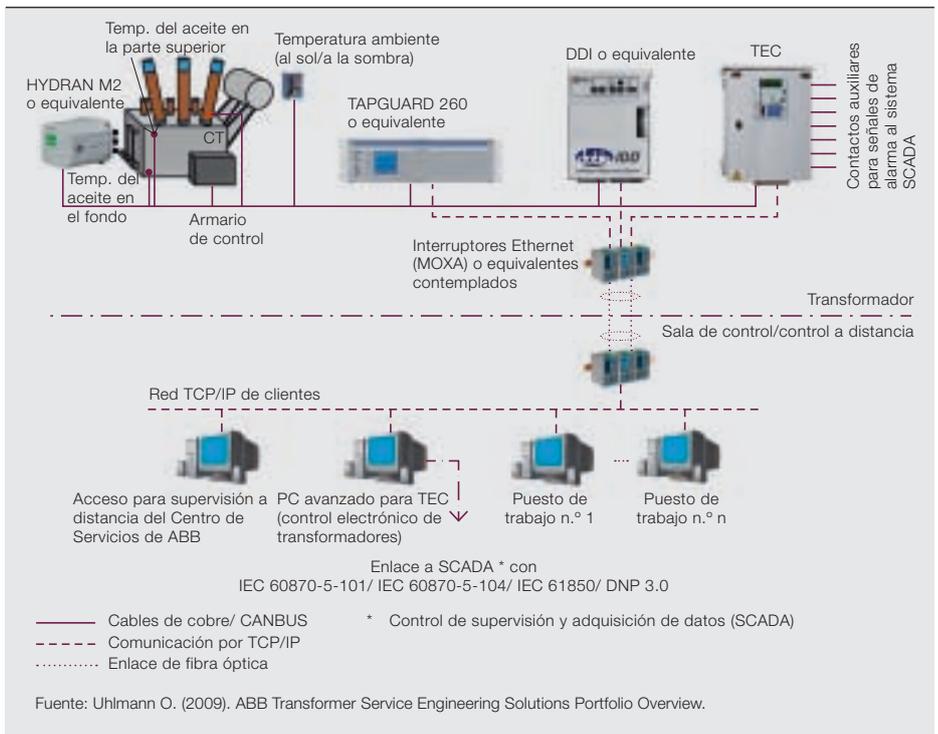
#### Análisis

Los datos de diseño, la información en el sistema base instalado, los resultados de la evaluación del estado y el historial de mantenimiento proporcionan a ABB una visión de 360 grados de un parque de transformadores. Estos datos son vitales para ABB en el proceso de evaluación. Esto no sólo es importante para reducir al mínimo el riesgo de fallo, sino que también proporciona información valiosa para comenzar los trabajos de mantenimiento si se presenta un problema. Esto significa un mantenimiento rápido y unos tiempos de parada cortos.

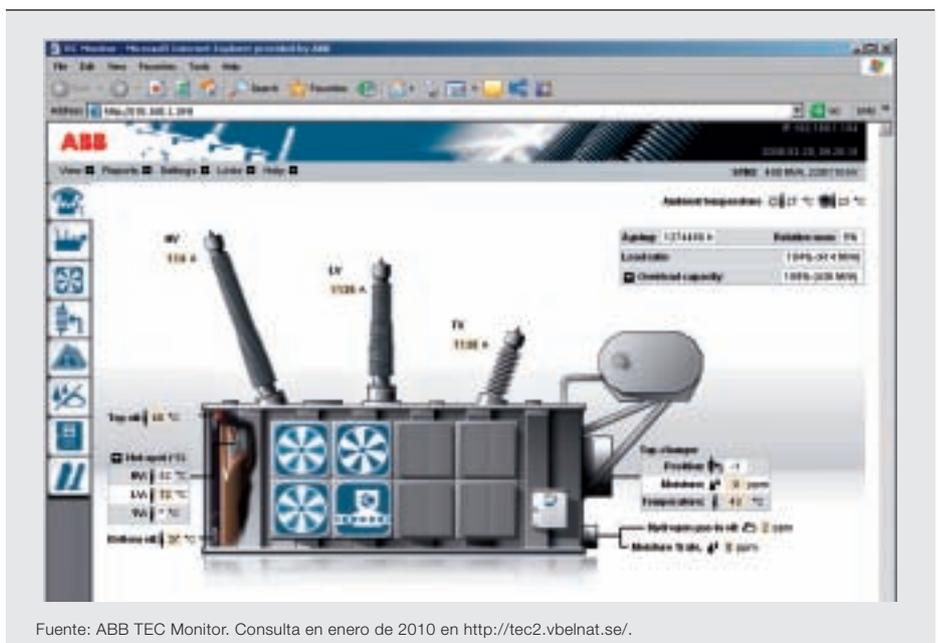
#### Análisis de diseño

ABB tiene acceso a los diseños originales de más de 30 marcas descatalogadas, así como conocimientos de diseño de casi el 75 por ciento del parque instalado de grandes transformadores de potencia de América del Norte, incluidos los de Westinghouse, GE, ASEA y BBC, y de otras tecnologías predecesoras. Todos los transformadores nuevos de ABB están fabricados con el mismo concepto de diseño, que incluye componentes y módulos normalizados y de funcionamiento comprobado, lo que garantiza un diseño del transformador flexible, fiable y adaptable.

## 7 Estructura de un sistema de supervisión de transformadores



## 8 Interfaz de vigilancia del transformador que muestra el estado de los principales componentes de éste



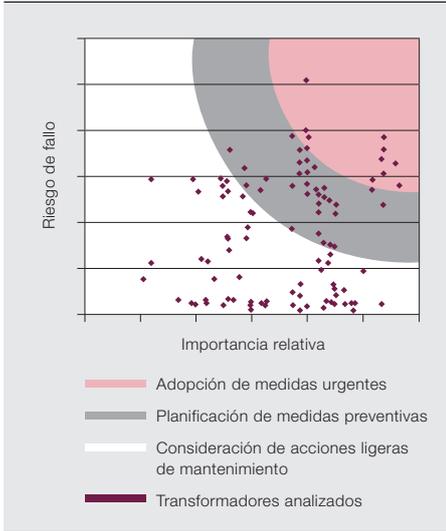
#### Evolución histórica

El sistema de datos de ABB instalado controla una amplia gama de productos de la empresa. Se dispone de un sinfín de datos de los transformadores que se actualizan continuamente, por ejemplo, con detalles e historial de los propietarios actuales. El sistema ofrece una importante base para la detección preventiva de los problemas. Así, un análisis reveló unos 700 problemas potenciales de refrigeración en el parque instalado de transformadores. La búsqueda se centró en transformadores de 10 a 600 MVA de más de 20 años de antigüedad con

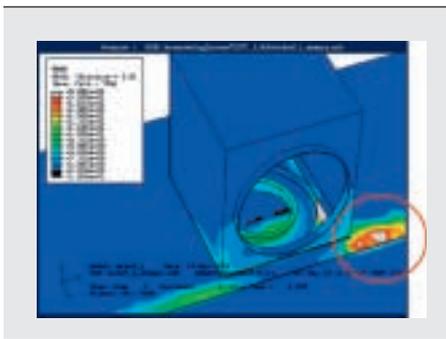
refrigeradores de aceite y de agua. Muchos fallaron completamente debido a las pérdidas en estos sistemas de refrigeración, y

#### Notas a pie de página

- El riesgo de sufrir fallos catastróficos puede reducirse estadísticamente desde el 0,07 al 0,03 por ciento mediante la vigilancia de los transformadores [2].
- Un mantenimiento de primer nivel es la primera línea de la gestión de problemas en la que se recopila información y se analizan los síntomas para determinar las causas subyacentes. Los problemas bien definidos se resuelven normalmente con un mantenimiento de primer nivel realizado por personal que tiene unos conocimientos generales de los productos.



9a Paso 1: La revisión del parque de transformadores (de la totalidad) proporciona una estimación del riesgo.



9c Paso 3: La evaluación y la determinación del perfil de la vida (para unos transformadores que presenten resultados inusuales en los pasos 1 y 2) emplean un análisis detallado para mostrar su estado. El área encerrada en un círculo indica la necesidad de una acción inmediata.

uno de estos fallos provocó una parada de producción de tres meses y una importante pérdida de ingresos para el operador. Con la información del sistema del parque instalado, se contactó preventivamente con los operadores para comprobar con regularidad los sistemas.

**Vigilancia de los transformadores**

La vigilancia de los transformadores se está convirtiendo en un componente esencial de su gestión. Sirve como sistema de alerta precoz para detectar cualquier avería que se produzca en el depósito principal y en los accesorios, lo que permite a un operador evaluar la gravedad de la situación. Muchos transformadores están conectados a la red del operador y pueden vigilarse desde una sala local de control o a distancia → 7. Los sensores que miden gases disueltos, humedad y temperatura del aceite e intensidad de cada unidad, además de la temperatura ambiente, envían los datos al

Central 1 – Resultados de la evaluación del estado y el plan de acción						
	Mecánicos	Eléctricos	Térmicos	Accesorios	Riesgo global	Disminución del riesgo – Acciones
TFO 2	Bobinado	Formación de arcos	Calentamiento		95	Inspección visual y reparación en fábrica/rebobinado
TFO 5	Depósito			Calentamiento OLTC	80	Reparación in situ y revisión general de OLTC (conmutadores de tomas en carga)
TFO 1			Aceite envejecido	Bornas	70	Regeneración/filtrado del aceite y diagnóstico avanzado/sustitución de bornas de alta tensión
TFO 6		Formación de arcos		Termómetro	50	Sustitución del termómetro de aceite de la parte superior/supervisión en línea de DGA*
TFO 3				Silicagel	40	Sustitución del silicagel
TFO 7					25	Acciones y controles rutinarias de mantenimiento
TFO 8					15	Acciones y controles de mantenimiento rutinarias/capacidades de sobrecarga del 10%
TFO 4					10	Acciones y controles de mantenimiento rutinarias/capacidades de sobrecarga del 15%

\* análisis de gases disueltos

9b Paso 2: La evaluación del diseño y el estado de los transformadores (para un subconjunto de transformadores de alto riesgo) sugiere las acciones concretas para cada uno de ellos.

sistema mediante señales analógicas. La interfaz proporciona información precisa del estado generando un modelo del transformador y de sus condiciones de trabajo, comparando a continuación los parámetros medidos con los valores simulados → 8. Se detectan las discrepancias y se indican el posible mal funcionamiento y el desgaste normal del transformador y de sus elementos auxiliares. El sistema de monitorización sigue también las alarmas del transformador y registra los incidentes reales y la secuencia que conduce a la alarma para ayudar a los operadores a determinar la causa original. Las ventajas de esta vigilancia son importantes. Un estudio de CIGRE ha revelado que el control de los transformadores puede reducir el riesgo de sufrir fallos catastróficos en un 50 por ciento [2]. Además, se ha demostrado que la detección precoz de los problemas puede reducir los costes de reparación en un 75 por ciento y las pérdidas de ingresos en un 60 por ciento, y que se puede realizar un ahorro anual de costes equivalente al 2% del coste de un transformador nuevo, es decir, aproximadamente de 40.000 a 80.000 dólares [3].

Un punto fuerte del sistema de control Transformer Electronic Control o TEC de ABB es que recibe toda la información relevante de sólo unos pocos sensores multitarea. Los otros parámetros necesarios se calculan añadiendo sólo una mínima complejidad al transformador. El usuario final ya no se ve obligado a perder mucho tiempo recopilando e interpretando datos. Además, el responsable de mantenimiento recibe información importante que indica las medidas necesarias para un mantenimiento de primer nivel.<sup>3</sup>

**Evaluación del estado**

ABB es pionera en soluciones altamente personalizadas de evaluación del estado. Su MTMP (Programa de gestión de transformadores antiguos) es un proceso de vanguardia y muy poco invasivo de evaluación del estado, que se utiliza para evaluar los transformadores de potencia del parque de un cliente y para identificar qué unidades deben ser sustituidas o remodeladas y cuándo. Este proceso se ejecuta en tres pasos → 9. Comienza con una evaluación de alto nivel del parque basada en datos fácilmente accesibles, como los datos de la placa de características de la unidad, datos de aceite y de gas disuelto en el aceite, perfil de carga e historial de la unidad (examen del parque de transformadores) → 9a. A continuación, un subconjunto de los transformadores identificados en el paso 1 se examina con más detalle (diseño del transformador y evaluación de su estado) → 9b. Se utilizan modernas reglas y herramientas de diseño para evaluar el diseño original, y se llevan a cabo pruebas avanzadas de diagnóstico para evaluar de una manera estructurada cada una de las principales propiedades del transformador. Éstas incluyen el estado mecánico, el estado térmico (envejecimiento del aislamiento), el estado eléctrico de la parte activa y el estado de los accesorios, tales como conmutadores de tomas, rodamientos, válvulas de sobrepresión, sistema de secado de aire, bombas y relés. El número de unidades identificadas para un análisis más profundo se suele limitar a dos o tres de una población de 100. En este punto (evaluación de vida/perfiles) → 9c, expertos muy especializados analizan las unidades utilizando herramientas de simu-

lación. A continuación se envían datos detallados a los jefes de operaciones de los usuarios finales, con información precisa que indica si se puede sobrecargar un transformador, aumentar su potencia nominal o su tensión o prolongar su vida útil [4].

#### Evaluación de riesgos

La evaluación de riesgos → 6 se basa en dos variables. La primera, el riesgo de fallo, se calcula a partir de los datos de la fase de análisis, es decir, edad o tiempo en servicio, datos de la placa del transformador (kV, MVA, etc.), prácticas de aplicación y de

## La detección precoz de los problemas puede reducir los costes de reparación en un 75 por ciento y las pérdidas de ingresos en un 60 por ciento.

carga, problemas o aspectos de funcionamiento, datos más recientes de la prueba de campo (por ejemplo, análisis de gases disueltos y de aceite), disponibilidad de un transformador de reserva y repuestos. La segunda variable es la importancia de un transformador en una red, que indica qué parte del sistema del operador queda fuera de servicio si ese transformador falla. Al comparar estas dos variables, es posible definir diferentes niveles de urgencia para intervenciones de mantenimiento → 9a. De esta forma, el gestor de activos puede asegurarse de que se prioriza el mantenimiento de los transformadores de alto riesgo.

#### Supuestos de gestión de activos

Los riesgos para un operador de transformadores no se limitan a los riesgos mecánicos propios, sino que también incluyen las consecuencias económicas de un posible fallo, por ejemplo, el coste de la electricidad no suministrada. Teniendo esto en cuenta, ABB y un gran operador han desarrollado conjuntamente un modelo económico que evalúa los costes durante la vida útil de un parque de transformadores a lo largo de un periodo dado → 6. El modelo tiene en cuenta cuatro categorías de costes relacionados

con el coste de propiedad durante la vida del equipo: costes de inversión, de mantenimiento, de operación y derivados. Se pueden analizar supuestos comparados de inversiones y estudios de sensibilidad variando el año de sustitución o el mantenimiento de la unidad. Para cada supuesto, el proceso muestra el valor actual neto asociado. También se puede utilizar una rutina de optimización para minimizar automáticamente los costes del ciclo de vida del parque de transformadores. El resultado del proceso es una lista que indica el momento óptimo para hacer mantenimiento o sustituir cada transformador o grupo del transformadores. El valor actual neto de todo el parque de transformadores se determina examinando el estado de cada unidad y las acciones de mantenimiento elegidas para mejorar su estado. El director de operaciones puede así evaluar diferentes opciones de mantenimiento y obtener un resumen del rendimiento de las inversiones de las acciones previstas de mantenimiento. Lo nuevo de este método es que no sólo tiene en cuenta los costes de mantenimiento, sino también las ventajas económicas relacionadas con la influencia del mantenimiento en la fiabilidad [5].

#### Paquetes de mantenimiento

ABB proporciona recomendaciones y apoyo personalizados utilizando los datos disponibles y herramientas y paquetes de mantenimiento de vanguardia, como se muestra en → 6. Éstos incluyen inspecciones regulares de activos, inspección al comienzo de su vida y renovación y restauración hacia la mitad de su vida. Para muchos operadores la renovación a la mitad de la vida de los transformadores ha cobrado gran importancia, ya que éstos están envejeciendo. La renovación a la mitad de la vida de un transformador es una remodelación completa para prolongar su vida restante y su fiabilidad, y se suele llevar a cabo pasada la mitad de su vida prevista. Incluye varias etapas de mantenimiento, incluidos diagnósticos avanzados para comprobar las condiciones mecánicas, térmicas y eléctricas. Se pueden utilizar accesorios nuevos o remodelados, como conmutadores de tomas de corriente, rodamientos, bombas, sensores de temperatura, válvulas, juntas y refrigeradores de agua. La renovación de la parte activa mediante, por ejemplo, limpieza, fijación del devanado, fijación de las conexiones e instalación de piezas nuevas, constituye a menudo un aspecto de una renovación a mitad de la vida.

#### Ventajas

Al no conocer la estructura de riesgo de su parque, la compañía tiende a gastar demasiado en el mantenimiento de sus transformadores de bajo riesgo y demasiado poco en los de alto riesgo → 10. Un gasto excesivo en los transformadores de bajo riesgo es una “actividad de alto riesgo”, ya que aproximadamente entre el 30 y el 50 por ciento de las acciones de mantenimiento son innecesarias [6]. Pero el trabajo de mantenimiento innecesario puede evitarse llevando a cabo evaluaciones periódicas del parque. El uso del mantenimiento preventivo o predictivo está mejorando la economía del transformador, puesta en peligro por los limitados recursos de mantenimiento asociados con la desregulación de las compañías eléctricas. Asignando los recursos de personal y de capital a las necesidades priorizadas –con la prioridad basada en la evaluación del estado– puede mejorarse la fiabilidad con un coste muy inferior al de los programas de mantenimiento tradicionales basados en el tiempo.

Se estima que puede conseguirse una prolongación de la vida útil de cinco a quince años con unos programas de mantenimiento preventivo adecuadamente enfocados. La ventaja económica que supone el trabajo de mantenimiento preventivo y las acciones correctivas puede expresarse también en términos de mayor vida de los transformadores. Esto se consigue mediante la eliminación de fallos que podrían producirse en caso de no realizar el mantenimiento crítico a tiempo.

#### Un enfoque preventivo

ABB TrafoAsset Management proporciona a los operadores la información, los conocimientos y las herramientas de mantenimiento que necesitan para afrontar el problema de gestionar sus parques de transformadores. El resultado es una mejor gestión de activos y un menor riesgo de sufrir averías imprevistas. Además, la gran variedad de datos recopilados, desde el diseño hasta la evaluación del estado, ayuda a reducir la repercusión de un fallo, pues permite que el transformador vuelva rápidamente a las condiciones normales de funcionamiento. Llevando a cabo mantenimiento preventivo basado en el método TrafoAsset Management, los operadores se benefician de un menor riesgo de fallos inesperados así como de menores sanciones (para las compañías eléctricas) y menores pérdidas de ingresos (para la industria) → 10.

Uno de los clientes de ABB, una importante empresa explotadora de transformadores, había estado utilizando una estrategia de mantenimiento basada en el tiempo, lo que significaba que desconocía si el mantenimiento realizado en cada transformador se adaptaba a su perfil de riesgo. Además, se discutía el presupuesto de mantenimiento a causa de la liberalización del mercado y no estaba claro si sería suficiente para la estructura de riesgo del parque de transformadores.

Fue así como ABB realizó un estudio de evaluación del parque de 128 transformadores individuales en 54 subestaciones distintas, a fin de determinar el riesgo de fallo de cada uno de ellos. El resultado fue la asignación de prioridades en el parque basada en medidas

correctivas, tales como un diseño detallado o una evaluación del estado, evaluación de diagnósticos, inspección, reparación, o sustitución. Con esta información, el cliente pudo entonces reasignar sus recursos a los transformadores con alto riesgo y reducir los costes del proceso.

En este ejemplo se presenta claramente la ventaja de un enfoque de mantenimiento basado en el estado. El cliente se beneficia de un uso optimizado del tiempo y los recursos, lo que se traduce en una mayor fiabilidad del parque. Una parte mayor del presupuesto de mantenimiento se concentra ahora en los transformadores que presentan un elevado riesgo de fallo o que son muy importantes para la red. Estos transformadores se mantienen de forma preventiva a fin de reducir el riesgo de un fallo imprevisto.

**Thomas Westman**

ABB Power Products  
Zurich, Suiza  
thomas.westman@ch.abb.com

**Pierre Lorin**

ABB Power Products  
Ginebra, Suiza  
pierre.lorin@ch.abb.com

**Paul A. Ammann**

ABB Power Products  
Baden, Suiza  
paul.a.ammann@ch.abb.com

Unidad	Presupuesto antes de la evaluación del parque	Presupuesto después de la evaluación del parque
11 transformadores de alto riesgo	110.000 dólares (9% del presupuesto)	245.500 dólares (25% del presupuesto)
47 transformadores de riesgo medio	470.000 dólares (37% del presupuesto)	434.000 dólares (45% del presupuesto)
70 transformadores de bajo riesgo	700.000 dólares (54% del presupuesto)	294.500 dólares (30% del presupuesto)
<b>Total: 128 transformadores</b>	<b>Presupuesto de mantenimiento de 1,28 millones de dólares</b>	<b>Presupuesto de mantenimiento de 974.000 dólares</b>

Distribución del presupuesto de mantenimiento antes y después de la evaluación del parque por ABB. El resultado de la solución optimizada de mantenimiento es un ahorro del 24 por ciento del presupuesto de mantenimiento del cliente (306.000 dólares anuales) así como unos transformadores de alto riesgo mejor mantenidos.

El enfoque de gestión de activos de ABB proporciona una visión clara de la estructura de riesgos y del mantenimiento necesario para obtener la fiabilidad y la disponibilidad necesarias de los activos.

La importancia de la gestión de activos y de los servicios preventivos basados en las evaluaciones del estado de los transformadores es de importancia capital debido a la cada vez mayor edad media del parque mundial de transformadores y de las condiciones cada vez más exigentes en cuanto a la calidad de la prestación ininterrumpida del servicio. El enfoque integrado y modular de gestión de activos de ABB proporciona una visión clara de la estructura de riesgos y del mantenimiento necesario para obtener la fiabilidad y la disponibilidad necesarias de los activos. De esta forma, los directores de operaciones pueden hacer un uso óptimo de los presupuestos de mantenimiento y de sustitución, asignando fondos a las unidades de alto riesgo.

Reduciendo el riesgo de fallo dentro de unas determinadas restricciones económicas y minimizando las consecuencias de un fallo cuando se produce, ABB TrafoAsset Management presta un servicio de gran valor.

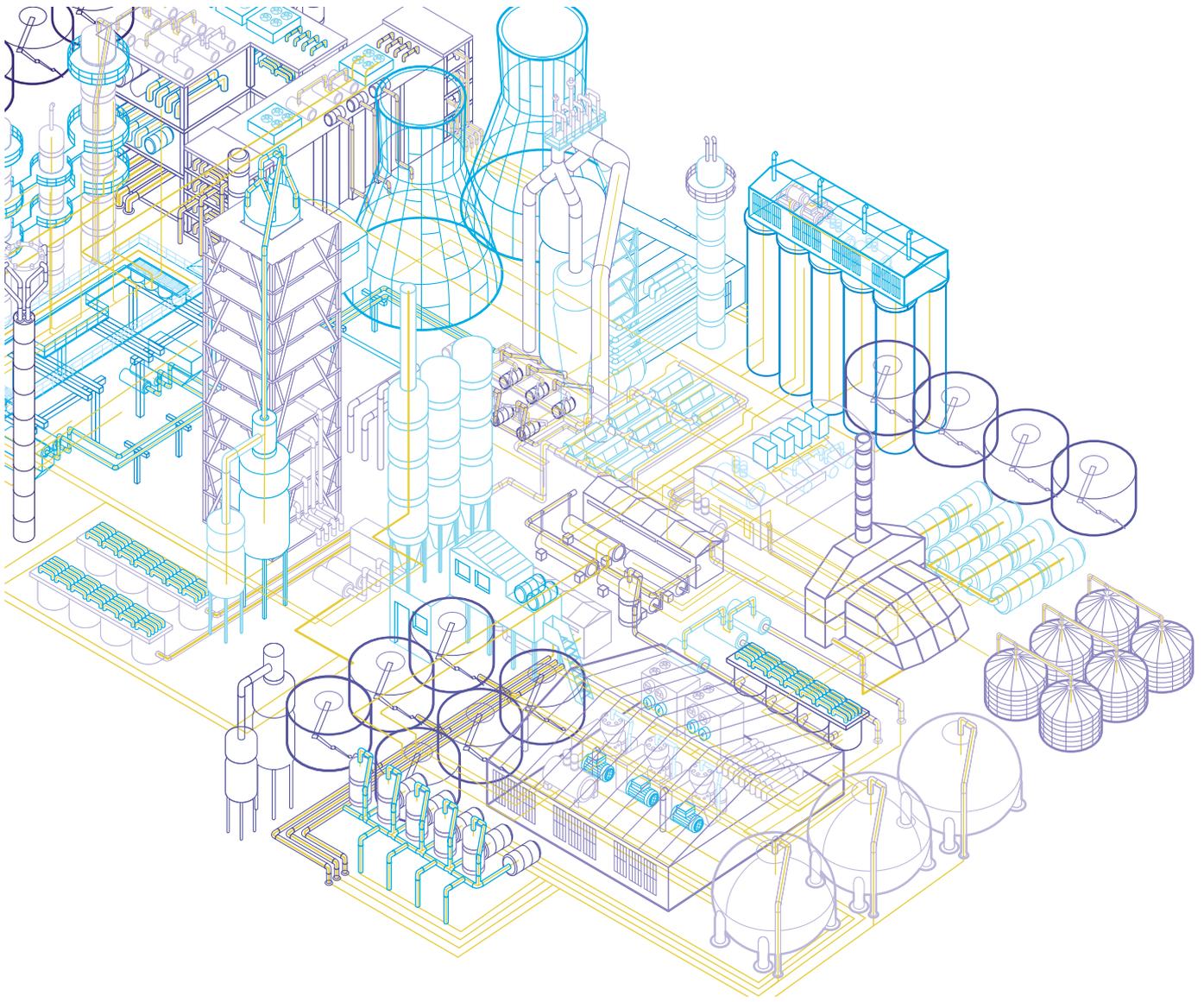
Para más información sobre la oferta de transformadores de ABB, visite el sitio [www.abb.com/transformers](http://www.abb.com/transformers).

**Referencias**

- [1] Institute of Nuclear Power Operations (INPO). (18 de septiembre de 2002). Significant Operating Experience Report, Ref. SOER02-3.
- [2] Folleto Técnico 248 de CIGRE (junio de 2004). Economics of transformer management.
- [3] Boss P., Lorin P., Viscardi A. y otros (2000). Economical aspects and experiences of power transformer on-line monitoring. Sesión del CIGRE.
- [4] Boss P., Horst T, Lorin P. y otros. (2002). Life assessment of power transformers to prepare rehabilitation based on technical-economical analysis. Sesión del CIGRE.
- [5] Lorin P. (2004). Lifetime decisions: Optimizing lifetime costs for transformers through informed decisions. Número especial de la *Revista ABB "Power Services"*, 10-15.
- [6] Comité de Transformadores IEEE PES. (marzo de 2007). Tutorial: Transformer fleet health and risk assessment, Dallas, TX.

**Lecturas recomendadas:**

- Eklund L., Lorin P., Koestinger P. y otros. On-site transformation: Transformación sobre el terreno: TrafoSiteRepair™ combina lo antiguo con lo nuevo para mejorar la disponibilidad de los transformadores de potencia. *Revista ABB* 4/2007, 45-48.
- Jonsson L. Transforming Transforming: Advanced transformer control and monitoring with TEC. *Revista ABB* 4/2002, 50-54.
- Lorin P. (abril/mayo de 2005). Forever young (long-lasting transformers). *IET Power Engineer*, 19(2), 18-21.
- Lorin P., Fazlagic A., Pettersson L. F., Fantana N. Dedicated solutions for managing an aging transformer population. *Revista ABB* 3/2002, 41-47.
- Potsada S., Marcondes R., Mendes J.-C. (2004). Extreme maintenance: No location too challenging for an on-site repair! Número especial de la *Revista ABB "Power Services"*, 59-62.
- Westman T (2009). ABB Transformer Service Marketing and Sales Presentation Pack.
- ABB Transformer Experts. (2006). Transformer Service Handbook.



# Un tesoro oculto

Los datos de accionamientos son un tesoro descubierto de información oculta que puede ayudar a las industrias a solucionar problemas antes de que se produzcan

MICHAL ORKISZ, MACIEJ WNEK, PIEDER JOERG – Dado que los procesos son cada vez más complicados y los márgenes más estrechos, minimizar el tiempo de parada garantizando que la maquinaria industrial funcione correctamente es más importante que nunca. La vigilancia correcta del estado del equipo crítico puede actuar como un sistema de alerta precoz contra los problemas latentes. Sin embargo, el control del estado no se utiliza en todas partes, a menudo debido al coste de instalar sensores y cableado adecuados, especialmente si el sistema de vigilancia necesita modernizar el equipo en uso. Otra razón es que la tarea de seleccionar e

interpretar las grandes cantidades de datos disponibles de la forma más eficaz parece abrumadora a la vez que costosa. ABB ha ideado una forma de acceder con facilidad y procesar los datos importantes sin la carga de añadir más equipos, más costes y más tiempo de inmovilización. Extrayendo y procesando los datos procedentes de dispositivos utilizados tradicionalmente en las industrias de transformación, como los accionamientos, los clientes pueden prevenir problemas que de otra forma serían imprevistos y, de este modo, maximizar la disponibilidad de sus máquinas.



namientos ACS de velocidad variable de ABB, que a menudo se utilizan para alimentar equipos críticos. Los accionamientos se basan en potentes controladores que consumen y proporcionan decenas, cuando no centenares, de señales con resoluciones inferiores a la milésima de segundo.

Para ser útiles para el control del estado, los datos deben obtenerse del inversor de un modo u otro. Internamente las señales, que incluyen valores medidos y calculados tales como velocidad, frecuencia, par, flujo, intensidad, potencia y temperatura, y parámetros como la configuración de los accionamientos, se almacenan en una tabla de memoria que se actualiza periódicamente. Los datos pueden obtenerse de esta tabla como valores del OPC<sup>1</sup> o se pueden cargar en los registradores de datos del equipo.

Los registradores de datos son buffers programables capaces de guardar simultáneamente los valores de determinadas variables seleccionadas con una frecuencia de muestreo determinada, por lo general suficiente para que los datos sean útiles para el análisis espectral. En condiciones de funcionamiento normales, los datos más recientes se sobrescriben sobre los más antiguos hasta que los registradores se activan a causa de ciertos incidentes, como la aparición de una avería o una alarma, si la señal de una variable seleccionada sobrepasa un umbral especificado o un comando de software. Como los buffers con circulares, se pueden conservar algunos datos anteriores y posteriores a dicha activación. El sistema DriveMonitor™ de ABB → 1 puede leer el contenido del registrador de datos del hardware de un accionamiento. Consta de un módulo de hardware en forma de PC industrial y una capa de software que recoge y analiza automáticamente las señales y los parámetros del accionamiento [2].

#### Mejora de datos

Puesto que la resolución ya se ha decidido y se ha realizado un tratamiento previo, las señales del accionamiento suelen estar disponibles en una forma no fácilmente aplicable a la evaluación de diagnóstico. Por ello, es necesario emplear un conjunto de “trucos” para transformar los datos y hacerlos útiles para el diagnóstico.

Fieles a su nombre, los accionamientos de velocidad variable cambian de forma dinámica la frecuencia de la corriente suministrada al motor. El método de control directo del par (DTC) empleado en la unidad produce un modelo de conmutación no determinista, por lo que no existe una frecuencia de conmutación constante. Esto hace que la aplicación directa de los métodos de análisis espectral sea algo difícil. Puesto que los espectros individuales contienen numerosos componentes difíciles de predecir, obtenidos uno después de otro, la media de muchos espectros utilizando, por ejemplo, medias punto por punto, es esencial para obtener un espectro “limpio”.

## La mayoría de los procesos usan dispositivos capaces de recopilar y producir señales relevantes que se pueden utilizar para diagnóstico.

En general, las señales actualmente disponibles procedentes del accionamiento ACS se utilizan principalmente para el control. Por lo tanto, falta cierto tratamiento previo para las señales de control de estado. Uno de estos procesos es el filtrado anti-aliasing. Los puntos de datos se muestrean o se calculan a frecuencias de hasta 40 kHz, pero sólo se puede acceder a ellos a frecuencias más bajas (por ejemplo, manteniendo uno de cada 40 puntos de datos). En el procesamiento de la señal es normal que frecuencias superiores a la denominada frecuencia de

#### Nota a pie de página

1 OPC significa vinculación e incrustación de objetos (OLE) para el control de procesos, y representa una norma industrial que especifica la comunicación de datos en tiempo real entre dispositivos de distintos fabricantes.

Las empresas están constantemente bajo la presión de reducir los costes y aumentar al mismo tiempo el servicio y la productividad. La forma más eficaz de cumplir estos objetivos es que los responsables conozcan en todo momento el estado de su equipo, especialmente de los componentes críticos, y utilicen esta información para identificar y reparar rápidamente las averías antes de que se extiendan a otras partes del proceso [1]. Un buen sistema de vigilancia del estado ayuda a predecir la fiabilidad del equipo y el riesgo de fallo. Con tanto que ganar, ¿por qué el control de estado no se utiliza en todas partes? Una razón es que el equipo existente a menudo ya está actualizado con un sistema de vigilancia, y la instalación de nuevos sensores y cables podría ser complicada y costosa. Otra razón se refiere a la interpretación de los resultados. En muchos casos puede no estar claro cómo utilizar unos datos que dan información sobre un aspecto de un proceso para obtener información sobre otro. Por ejemplo, la determinación de la dimensión fractal de un determinado fenómeno puede resultar bastante sencilla, pero relacionarla con el estado de una máquina puede no ser tan obvio.

La mayoría de los procesos usan dispositivos capaces de recopilar y producir señales relevantes, que, si se obtienen y procesan correctamente, también se pueden utilizar con fines de diagnóstico. Entre otros, un ejemplo de este tipo es la familia de accio-

Nyquist (definida como la mitad de la tasa de muestreo) deben filtrarse antes del muestreo de la señal. La omisión de este paso hace que los picos de las frecuencias más altas aparezcan en la parte inferior del espectro, por lo que son muy difíciles de interpretar. Por ejemplo, todas las señales que contienen frecuencias de 400 Hz, 600 Hz, 1,4 kHz y 1,6 kHz que se muestrean a 1 kHz producen el mismo espectro en escalera, con un pico a 400 Hz.

Cuando se trata de vigilar los cambios inducidos por el accionamiento en la frecuencia de salida, las frecuencias altas son importantes. Pueden recuperarse, puesto que no se han filtrado con el filtro anti-aliasing, además de que la frecuencia de salida del accionamiento raramente es constante.

Este proceso de recuperación se ilustra en → 2. El espectro verdadero que contiene los picos originales y escalonados, calculado a partir de los datos medidos, se muestra en → 2a. El eje de abscisas está a la escala precisa para que la frecuencia de salida sea 1. Este espectro “se despliega” añadiendo copias de sí mismo (alternando entre invertido y recto) a lo largo de múltiplos de la frecuencia de Nyquist. A continuación se obtiene la media de varios espectros desplegados para distintas frecuencias de salida de forma que los picos antes escalonados vuelven a su posición original → 2b.

Los accionamientos de velocidad variable se suelen usar en aplicaciones en las que deba controlarse un parámetro del proceso. El accionamiento cambia la frecuencia de salida en respuesta a una solicitud externa (por ejemplo, bombear más agua) o debido a cambios del proceso (por ejemplo, una mayor carga en una cinta transportadora hace que un motor asíncrono patine más) o quizás debido a una combinación de ambos. Mientras que los métodos tradicionales de análisis espectral suponen una frecuencia constante, las variaciones de frecuencia se pueden manejar utilizando uno de estos dos enfoques: seleccionar los momentos de frecuencia constante o cambiar la escala del eje de tiempos.

El primer método aprovecha que los datos están disponibles en grandes cantidades en cualquier momento. En realidad se pueden despreciar casi todos y mantener sólo unos pocos “buenos” conjuntos de datos. Pero lo difícil es saber qué conservar y qué desechar. Un buen criterio para seleccionar un conjunto adecuado de datos es que la frecuencia de salida no cambie apreciablemente durante la medición, y utilizar para la

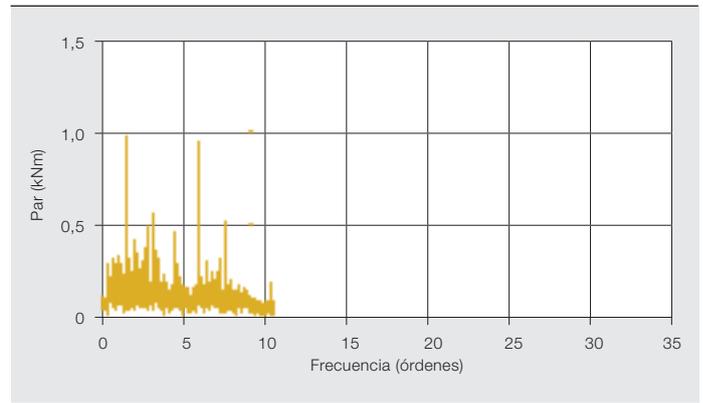
selección sólo un conjunto de condiciones que se producen regularmente en el proceso.

A veces las variaciones del punto de trabajo son tan frecuentes que es imposible hallar un conjunto tal de datos para ningún período de tiempo. En tales casos, la solución es convertir el dominio de los datos desde el tiempo a otra magnitud, como el ángulo del campo eléctrico.<sup>2</sup> Para ayudar a esta transformación pueden recopilarse varias mediciones del inversor del accionamiento en paralelo con la señal original. El valor instantáneo de la frecuencia de salida<sup>3</sup>

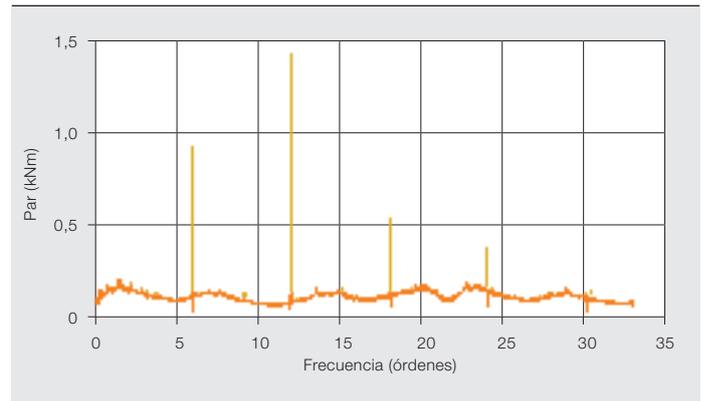
es una de estas mediciones. Esta frecuencia se integra entonces para producir el ángulo del campo eléctrico del estátor, que a continuación sustituye al valor original de abscisas de cada punto de datos. A los valores de ordenadas se les puede aplicar otra normalización.

Esta transformación da lugar a un eje de abscisas que ya no es de escala uniforme y, por tanto, no puede utilizarse el enfoque espectral basado en la transformada rápida de Fourier (FFT). En su lugar se emplea el método del periodograma de Lomb [3]. Este proceso, tal como se aplica a una de las intensidades de fase de una máquina de elevación, se ilustra en → 3. La señal original con frecuencia y variabilidad de amplitud pronunciadas se muestra en → 3a. El valor de la intensidad RMS comunicada por el inversor se indica en → 3b y la frecuencia instantánea medida se representa en → 3c. El ángulo del campo eléctrico del estátor se muestra en → 3d. y su forma sigue la tendencia de que cuanto mayor sea la frecuencia, más rápido aumenta el ángulo. La sinusoide regular que muestra la línea de onda continua de color mostaza en → 3e. se produce cuando la señal original de intensidad se normaliza (utilizando la media punto por punto) por el valor de la intensidad RMS y su eje de abscisas con la escala cambiada

## 2 Un espectro particular del par eléctrico



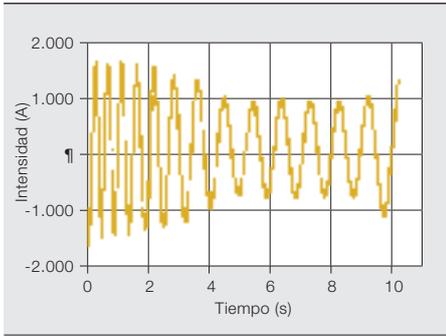
2a Con solapamiento de picos



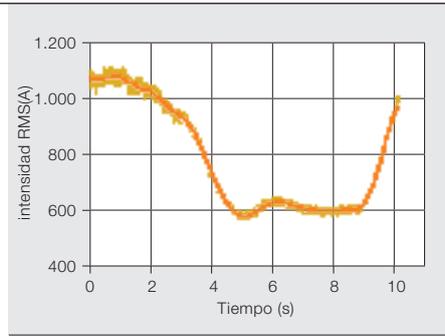
2b Con un espectro promediado “desplegado”

Las variaciones de frecuencias asociadas con los accionamientos de velocidad variable pueden tratarse seleccionando los momentos de frecuencia constante o cambiando la escala del eje de tiempo.

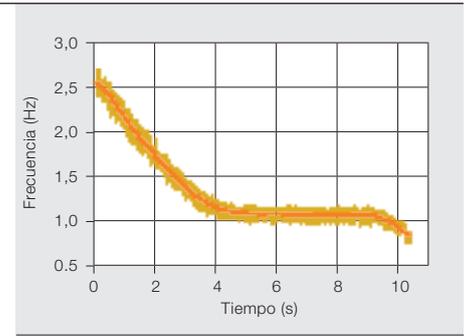
### 3 Normalización y transformación de corriente de frecuencia (y amplitud) variable:



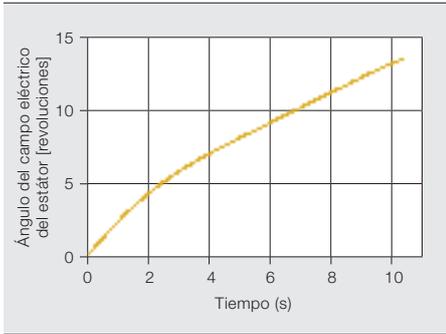
3a Señal original



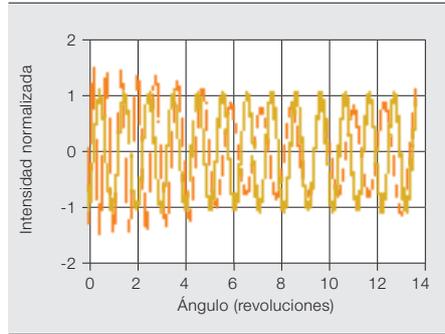
3b Intensidad RMS



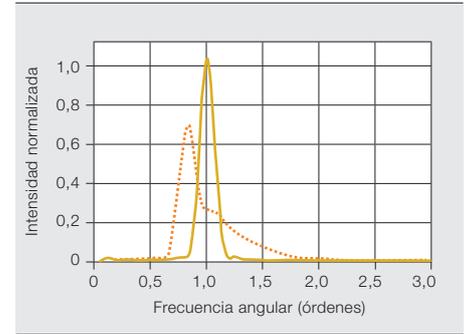
3c Frecuencia instantánea



3d Frecuencia integrada (ángulo)



3e Señal transformada



3f Espectro (señal sin tratar en línea de trazos; señal transformada en línea continua)

para reflejar el ángulo. Esto a su vez conduce a un espectro representado por un único pico de frecuencia (línea continua en → 3f), mientras que el espectro en bruto de datos, que muestra la línea de puntos, no está representada por un pico de frecuencia único.

Pueden aplicarse distintas transformaciones en función de la información necesaria. Por ejemplo, supongamos que los ingenieros quieren saber si existen ciertos defectos del motor como desequilibrio, falta de alineación o cojinetes defectuosos. En lugar de medir el valor instantáneo de la frecuencia de salida, se puede obtener una señal del régimen del motor. Después de realizar una transformación analógica, el eje de abscisas representa el ángulo del eje, que a su vez facilita la búsqueda de los defectos del motor relacionados con la velocidad de giro.

#### Oportunidades de diagnóstico

Se pueden analizar los datos convertidos del accionamiento utilizando dos metodologías generales que muestran una información de diagnóstico diferente e importante. Estas metodologías son:

- Variabilidad punto a punto dentro de una señal
- Correlaciones señal a señal

La variabilidad punto a punto puede analizarse mediante análisis espectral representando los componentes periódicos como

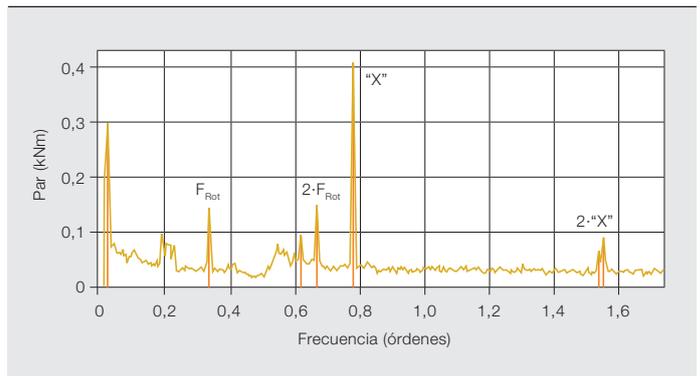
picos del espectro mientras varios defectos o condiciones del sistema pueden manifestarse como características espectrales con distintas frecuencias. Las correlaciones señal a señal, por otra parte, informan sobre el punto operativo y cualquier anomalía asociada.

Otros métodos utilizan conocimientos adquiridos sobre el comportamiento normal de una máquina o proceso, y cualquier desviación que se observe se indica de inmediato. Independientemente del método utilizado, su finalidad subyacente es más o menos la misma: obtener indicadores clave del rendimiento (KPI) que proporcionen información adecuada sobre, por ejemplo, el estado de una máquina, la solidez del proceso o la calidad de suministro. Las conclusiones también pueden ser útiles para descubrir la causa original de un problema una vez que se haya determinado.

#### Análisis espectral

Los accionamientos equipados con una unidad activa de rectificación pueden utilizar los espectros de tensiones e intensidades de suministro para aportar información

#### 4 Un fragmento del espectro de par-señal en un tren de laminación. En el eje horizontal, el valor uno equivale a la frecuencia de salida.



valiosa sobre la calidad del suministro de energía. Las intensidades y tensiones de fase que se miden simultáneamente permiten a los ingenieros comprobar posibles desequilibrios, cambios de fase, distorsiones armónicas, etc. De forma similar, tener en cuenta el contenido de armónicos de la intensidad de salida es un medio de comprobar la calidad de la alimentación del motor. El accionamiento suministra información relevante para el motor (como frecuencia, par, potencia, intensidad RMS y flujo) y para el funcionamiento del inversor (como niveles interiores de tensión de C.C.,

#### Notas a pie de página

- Estos dominios son equivalentes cuando la frecuencia es constante.
- La frecuencia que establece el accionamiento en la corriente de salida. El accionamiento controla esta frecuencia para conocer su valor exacto.

errores de velocidad y frecuencia de conmutación). De hecho, el análisis espectral de los datos suministrados por un accionamiento es capaz de revelar más de lo que se descubre mediante el análisis “clásico” de señales eléctricas o de vibración.

Un ejemplo de un espectro promediado de par de un tren de laminación se muestra en → 4. La escala del eje horizontal está transformada para que la frecuencia de salida sea igual a 1. Hay dos picos relacionados con la frecuencia de rotación,  $F_{Rot}$ . Además, hay una familia de picos a una frecuencia interarmónica de “X” = 0,7742 (37,86 Hz) y 2 X (1,5484), y esto probablemente corresponde a una frecuencia de resonancia en el equipo del accionamiento. Ésta es una interesante información de diagnóstico ya que dichas resonancias aceleran el desgaste de los equipos, lo que a su vez puede tener efectos negativos sobre ciertos aspectos de calidad del proceso, como el espesor del metal laminado.

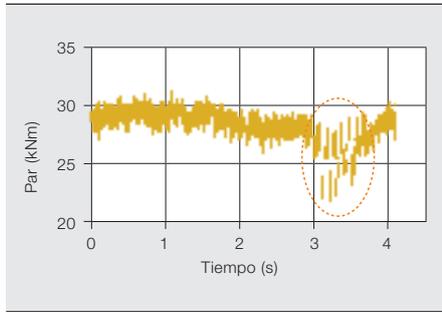
#### Fenómenos transitorios

El análisis espectral también ayuda a descubrir la presencia de fenómenos transitorios en los datos de los accionamientos. Además de los componentes oscilantes estacionarios en las señales, también pueden existir otros incidentes más pasajeros que indiquen posibles problemas. Por ejemplo, la señal no procesada del par de un tren de laminación, medida en el curso de 4 s se muestra en → 5a. Después de unos 3 s se produce un sonido que dura aproximadamente medio segundo. El espectro de este fragmento de sonido se ve en → 5b, donde se aprecian claramente un componente de frecuencia de 10 Hz y sus armónicos. Se desconoce la fuente de esta oscilación, pero el espectro ha resaltado un posible fallo que se debe investigar. Aunque no son adecuados para recopilar continuamente los datos de alta frecuencia, la recogida periódica y el examen de dichas señales mejoran considerablemente la posibilidad de detectar incidentes temporales no deseados.

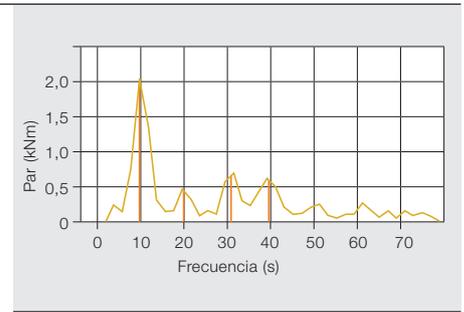
#### Seguimiento del punto de consigna

El rastreo simultáneo de las mediciones de punto de consigna (como intensidad, par, régimen, potencia y frecuencia) en los datos del accionamiento es un ejemplo de la metodología de correlación de señal a señal mencionada anteriormente. El análisis de las relaciones entre determinadas magnitudes puede arrojar luz tanto sobre el fun-

### 5 Fenómenos transitorios en una señal de par

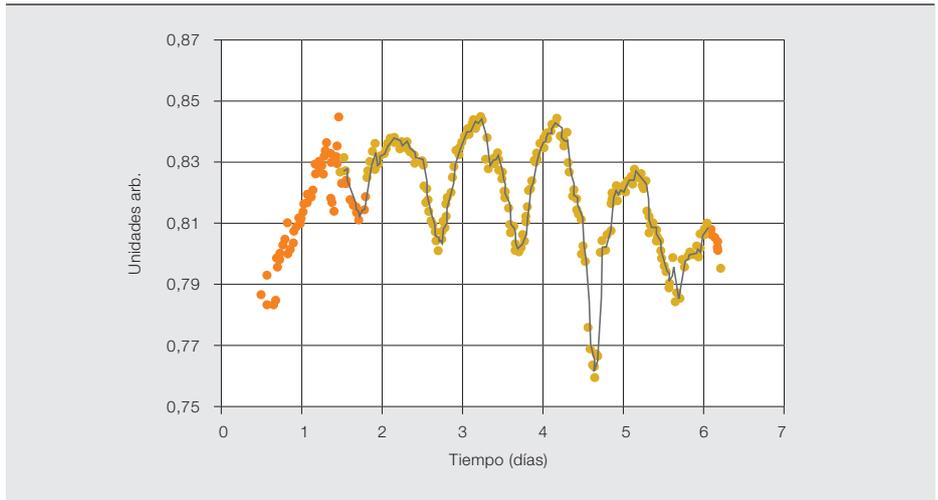


5a Forma de onda sin tratar con oscilaciones transitorias



5b Espectro del fragmento de oscilaciones transitorias

### 6 Evolución del tiempo de la relación par/velocidad ( $\tau/n^2$ ) para un ventilador



cionamiento de la máquina como sobre el estado del proceso. La relación entre par y velocidad, regida por las leyes del ventilador, es un buen ejemplo de relación dependiente del proceso.

La diferencia de presión de velocidad a la salida  $\Delta p$  es proporcional a la densidad del gas  $\rho$  y al cuadrado de la velocidad de salida  $V$ :

$$\Delta p = \rho \cdot V^2 / 2$$

La potencia  $P$  es igual a la diferencia de presión multiplicada por el caudal volumétrico  $Q$ :

$$P = \Delta p \cdot Q$$

pero puede expresarse también como el producto del par  $\tau$  por la velocidad de giro  $n$ :

$$P = \tau \cdot n$$

En el funcionamiento normal con geometría constante, tanto  $Q$  como  $V$  son proporcionales a  $n$ , por lo tanto:

$$\tau = C \cdot \rho \cdot n^2$$

donde la constante  $C$  depende de la geometría del ventilador.

Así pues, la relación  $\tau/n^2$  refleja la densidad del gas y la geometría del ventilador, que raramente varía.

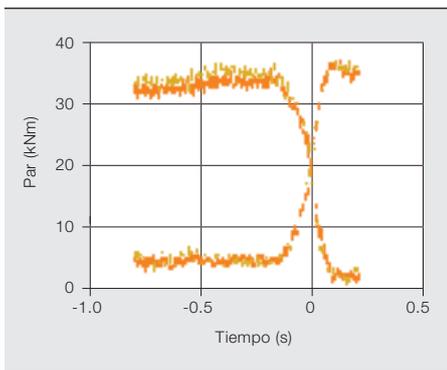
En → 6 se representa esta relación para un ventilador accionado por un motor durante

un período de varios días. Las oscilaciones (en un periodo de un día) reflejan las variaciones diarias de la temperatura y por lo tanto de la densidad del aire impulsado. La densidad elevada (baja temperatura) se produce por la noche, mientras durante el día la densidad es baja (temperatura más alta). Los datos del accionamiento permiten por sí solos seguir la evolución de las variables del proceso, como la temperatura de entrada. Además, la comparación de estos datos con los valores del sistema de control (temperaturas en este caso) puede conducir a la detección de cualquier discrepancia inesperada.

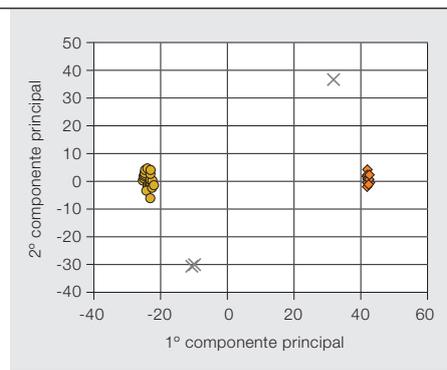
La búsqueda del punto de consigna es posible sin tener que utilizar ningún otro equipo, ya que los datos ya están disponibles en la unidad. Los datos analizados pueden presentarse directamente o analizarse más profundamente utilizando la técnica de análisis de los componentes principales (PCA) que se describe a continuación.

#### Análisis de procesos cíclicos

Algunos procesos movidos por un accionamiento de velocidad variable son de naturaleza cíclica. Una aplicación de tren de laminación es un ejemplo de este tipo en el que



7a Ejemplos de perfiles de salto del par



7b Los dos grupos representan aumentos y disminuciones del par



Los accionamientos no son sino un ejemplo de proveedores de datos útiles de diagnóstico. Otros ejemplos son los centros de control de motores, los relés de protección y los fusibles inteligentes.

el par y la intensidad aumentan bruscamente cuando se carga una placa en los rodillos, para disminuir repentinamente cuando sale la placa. Se pueden analizar estos saltos para detectar cualquier inestabilidad o divergencia del proceso respecto al comportamiento normal, lo que puede ser una indicación del desgaste de los equipos o de variaciones en los materiales.

Para extraer únicamente la información más importante, los datos de alta resolución recopilados en torno a los saltos de par se procesan con la metodología del PCA [4]. Esta técnica reduce los conjuntos de datos pluridimensionales a dimensiones más reducidas para el análisis. Estas menores dimensiones condensan la variabilidad fija a configurada. Los perfiles típicos de par del

tren de laminación se muestran en → 7. Cada perfil en → 7a, correspondiente a un salto, se reduce a un único punto como se muestra en → 7b. Los saltos, o puntos, que tienden a agruparse dentro de ciertos límites indican en general que el proceso funciona normalmente, mientras que aquéllos que quedan fuera podrían suponer un problema. El conjunto completo de datos se puede guardar para su ulterior examen en una fase posterior o, si el análisis tiene lugar en tiempo real, es posible recopilar más datos.

#### Si las máquinas están en buen estado, los procesos también lo estarán

En el mundo tan competitivo de hoy en día, los tiempos imprevistos de inmovilización pueden resultar desastroso para una empresa. Por eso las industrias se esfuerzan continuamente en optimizar la disponibilidad de sus máquinas. Para hacerlo eficazmente, debe existir algún tipo de vigilancia de estado para que el mantenimiento se pueda programar o se puedan adoptar medidas para evitar las consecuencias de la avería antes de que se produzca. La vigilancia de estado está creciendo en importancia a medida que los procesos de ingeniería se hacen más automatizados y se reduce la mano de obra.

Las ventajas de la vigilancia de estado no tienen por qué obtenerse a costa de la instalación de más equipos. A menudo, los datos recogidos en un proceso para un objetivo se pueden utilizar para satisfacer otro objetivo sin ningún coste añadido. Como parte importante de un proceso industrial, los accionamientos de ABB tienen acceso a grandes cantidades de datos, y también los generan, y cuando estos datos se procesan correctamente, pueden utilizarse para vigilancia y diagnóstico de estado. Los accionamientos no son sino un ejemplo de

proveedores de datos útiles de diagnóstico. Otros ejemplos son los centros de control de motores, los relés de protección y los fusibles inteligentes. Además de ser proveedores de datos, estos dispositivos son capaces de utilizar su propia potencia de cálculo para efectuar análisis.

#### Michał Orkisz

ABB Corporate Research  
Krakow, Polonia  
michal.orkisz@pl.abb.com

#### Maciej Wnek

ABB Low Voltage Products  
Turgi, Suiza  
maciej.wnek@ch.abb.com

#### Pieder Joerg

ABB Discrete Automation and Motion  
Turgi, Suiza  
pieder.joerg@ch.abb.com

#### Referencias

- [1] Mitchell, J.S. (2002). Physical Asset Management Handbook (185). Clarion Technical Publishers, Estados Unidos.
- [2] Wnek, M., Nowak, J., Orkisz, M., Budyn, M., Legnani, S. (2006). Efficient use of process and diagnostic data for the lifecycle management. Proceedings of Euromaintenance and 3rd World Congress on Maintenance (73-78). Basilea, Suiza
- [3] Pulse, W.H., Flannery, B.R., Teukolsky, S.A., Vetterling, W.T. (1986). Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing. Cambridge University Press.
- [4] Jolliffe, I.T. (2002). Principal Component Analysis. Springer.



# Contadores inteligentes

La caja del contador como centro de medición y comunicaciones

JÜRGEN LASCH – Hay dos tendencias dominantes que están cambiando la forma en que los consumidores contemplamos la electricidad. Una de ellas es la creciente preocupación por el medio ambiente y especialmente por los efectos del uso de la energía. La otra es el aumento de los costes de la energía, que está llevando a que la gente busque la manera de consumir menos. Ambos efectos están cambiando el modo de usar la energía. A pesar de las buenas intenciones, no siempre resulta fácil establecer una relación entre acciones que se realizan todos los días y la repercusión real que tienen sobre la energía y actuar en consecuencia. La factura eléctrica se suele recibir una vez al mes, y es difícil dilucidar los efectos que corresponden a cada acción realizada u obtener información comprensible sobre la eficacia de los cambios.

### 1 Contador electrónico doméstico (EDSM) de ABB



### 2 Mayor funcionalidad en menos espacio



Esto está cambiando gracias a la introducción de la tecnología denominada de medición inteligente. En la Feria Comercial de Hannover de 2009, ABB presentó sus contadores electrónicos para el suministro doméstico. En combinación con una “pasarela de datos”, este dispositivo permite que los clientes vean y hagan un seguimiento de su consumo eléctrico e identifiquen así la manera de optimizarlo. Los datos se presentan gráficamente en un formato fácil de comprender, lo que permite a los usuarios optimizar al instante su utilización de la energía y ver inmediatamente los resultados de sus acciones, como instalar un frigorífico de alta eficiencia energética.

El Gobierno Federal Alemán ha hecho obligatoria la introducción en Alemania de los contadores inteligentes a partir de 2010. Con la introducción del contador electrónico doméstico (EDSM) → 1 y su dispositivo integrado de montaje y contacto (BKE-I), ABB ofrece métodos innovadores de medición y distribución. La nueva tecnología permite construir paneles de contador aún más pequeños que los actuales → 2. Además, los contadores existentes se pueden actualizar con un adaptador (BKE-A) que facilita la transición a los EDSM.

Los EDSM de ABB son fáciles de instalar y establecen un nuevo y esperanzador patrón para los contadores domésticos. Establecen una base para la medición inteligente

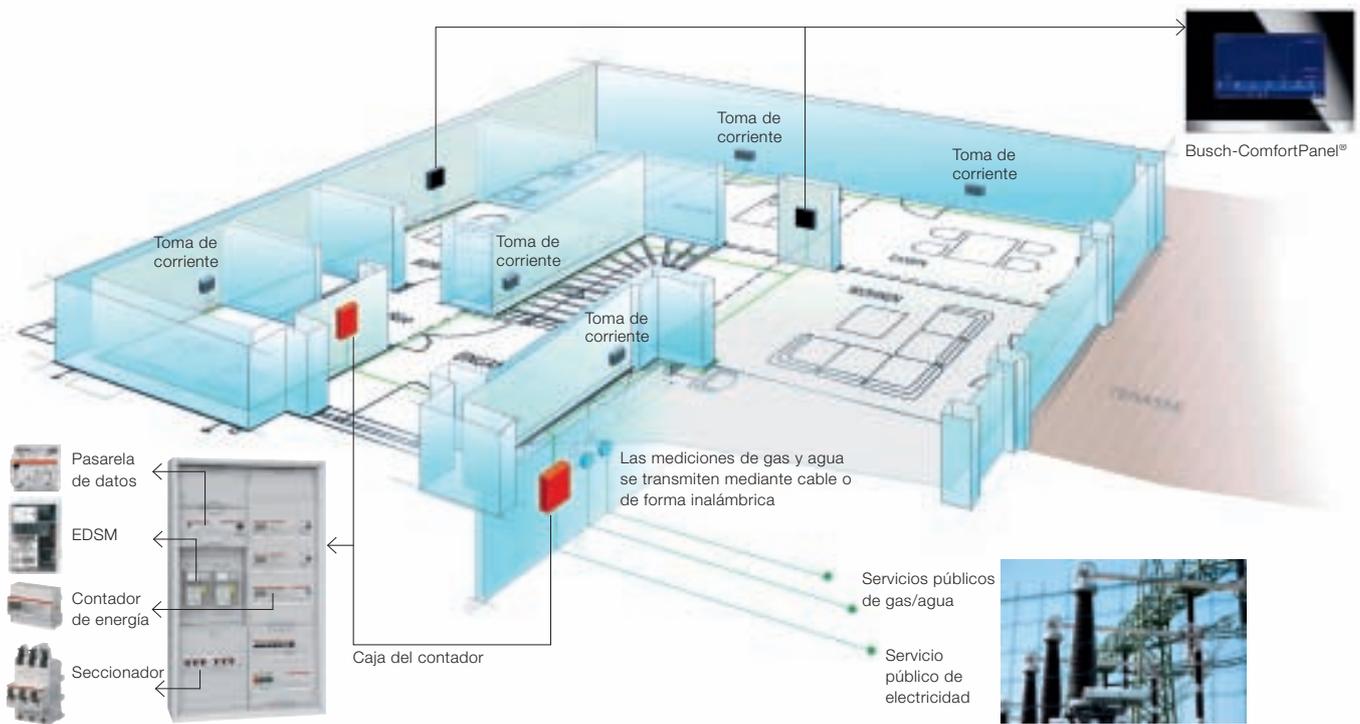
te y no sólo permiten utilizar eficientemente la energía, sino también ahorrar dinero en un mercado liberalizado. En combinación con una pasarela de datos → 3, aportan una solución completa para efectuar mediciones inteligentes. Además de la electricidad, la pasarela puede supervisar y visualizar el consumo de otros recursos (como agua, gas o calor) y convertirse así en una plataforma integrada y completa de medición → 4. Los datos de la pasarela se pueden presentar a los ocupantes del edificio en muchas formas diferentes: un PC, un teléfono móvil o un Busch-ComfortPanel® → 5. La pasarela de datos envía también estos datos a las compañías suministradoras. Los dispositivos adicionales necesarios para ello se alojan en la caja del contador al lado del contador inteligente de electricidad, convirtiendo así la caja en un centro de comunicaciones.

Una vez que se ha instalado un contador de este tipo, pasa a la historia la necesidad de que un empleado de la compañía visite regularmente el lugar y tome manualmente la lectura. La compañía puede calcular periódicamente el consumo accediendo a distancia al contador electrónico. Para el consumidor, el consumo de energía de la casa se presenta en un formato comprensible y en cualquier momento. Los residentes pueden de esta forma influir mucho antes sobre su consumo de energía. Un análisis detallado puede incluso ayudar a revelar daños en la red o “sumideros de energía” ocultos.

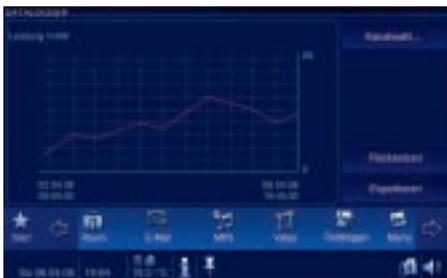
### 3 Pasarela de datos



El consumo de energía de la casa se presenta en un formato comprensible.



5 Pantalla de datos de consumo de un Busch-ComfortPanel



Contadores electrónicos domésticos (EDSM)

El EDSM mide la energía activa para fines de lectura del contador (facturación) en diseño para tarifas simple y doble:

- Diseñado según la especificación VDN "Elektronische Haushaltszähler", versión 1.02.
- Sencilla instalación y sustitución del contador.
- Contadores de tarifa individual o doble.
- Con reloj interno de tiempo real.
- Muy resistente a las interferencias de campos magnéticos.
- Preparado para medición inteligente.

Se puede conseguir una distribución más uniforme del consumo de energía a lo largo del día y, desde luego, a lo largo de la semana.

Los contadores inteligentes desempeñarán un papel importante en un futuro en el que los clientes tendrán mayor libertad para elegir a su proveedor de energía. En un hogar equipado con un contador inteligente, cuando se produce la cancelación de una cuenta se puede cortar el suministro de forma instantánea y a distancia. Una vez que se haya extendido la tecnología, las compañías suministradoras de energía ofrecerán de forma creciente tarifas variables con el tiempo. Se animará así a los consumidores a utilizar los electrodomésticos de alto consumo, como las lavadoras, en los periodos de tarifas reducidas. De esa forma, se puede conseguir una distribución más uniforme del consumo de energía a lo largo del día y también a lo largo de la semana. Esto reducirá la necesidad de una generación cara para apoyar los picos de carga y aliviará en última instancia a las compañías suministradoras de energía reduciendo el trabajo de gestión de la red que se produciría de otro modo por el uso creciente de energías renovables.

Véase también "Los colores de la intuición" en las páginas siguientes de este número de la Revista ABB.

**Jürgen Lasch**  
 Striebel & John GmbH & Co. KG  
 Miembro del Grupo ABB  
 Sasbach, Alemania  
 juergen.lasch@de.abb.com



# Los colores de la intuición

Soluciones para un control innovador de edificios e interiores ganan el prestigioso premio “punto rojo”

BERNHARD DÖRSTEL, PETER SIEGER – Aunque las nuevas tecnologías puedan mejorar la vida, provocan ocasionalmente frustración por culpa de su complejidad. Desarrollar una tecnología que no solamente sea innovadora sino también intuitiva puede ser difícil, incluso para los diseñadores más brillantes. En el área de la tecnología arquitectónica y el control de interiores, ABB ha aceptado este desafío. Una parte del concepto Busch-Jaeger Living Space, el Busch-ComfortPanel® (para la gestión de edificios) y el Busch-priOn® (para el control de interiores) han recibido conjuntamente el

premio “punto rojo: lo mejor de lo mejor 2008” por su sistema intuitivo de control por el usuario. Busch-priOn es un sistema de control modular de edificios basado en KNX. El concepto permite el encendido y apagado de luces, calefacción, aire acondicionado y electrónica del hogar desde una sola posición central de una habitación que también puede activar “ambientes vitales”, una serie de ajustes programados que, por ejemplo, atenúan las luces, cierran las persianas y reproducen la música favorita, todo al mismo tiempo.

## 1 Elemento de control triple del sistema Busch-priOn®



Los símbolos en color iluminados identifican las áreas funcionales: luces (amarillo), persianas (azul) y ambiente vital (magenta).

## 2 El sistema de control de las soluciones Living Space® se complementa con símbolos funcionales fáciles de comprender

La mayor funcionalidad y facilidad de uso son las cualidades que distinguen una tecnología innovadora de las demás. Busch-priOn es una de estas tecnologías. Según el principio de "simplejidad" (control sencillo y concentración en lo esencial) el usuario puede controlar de forma intuitiva las funciones más complejas. Este concepto se basa en la idea de que en un mundo cada vez más complicado, cualquier simplificación es bien recibida.

### Una unidad de control multiusuario

La unidad de control distribuido de habitaciones Busch-priOn salva la brecha existente entre el programa clásico de conmutación de la compañía y las modernas soluciones de panel. Proporciona un control claro e intuitivo de los componentes de la tecnología de sistemas para edificios, como iluminación, calefacción, aire acondicionado y persianas. Un aspecto central de su cómodo empleo es el concepto de control mediante colores. Y, gracias a su estructura modular, Busch-priOn se puede adaptar individualmente a las necesidades del usuario → 1.

La disponibilidad de una amplia gama de funciones proporciona una libertad real para personalizar las necesidades individuales. Se pueden controlar las luces, las persianas y la electrónica de consumo de forma individualizada o integrada en "ambientes vitales" completos. Esto permite crear el escenario deseado con sólo pulsar un botón: se



Pantalla de Busch-ComfortPanel®

atenúa la luz, se cierran las persianas y suena la música favorita.

Durante el proceso de desarrollo de Busch-priOn y Busch-ComfortPanel orientado a las necesidades del cliente, se asignó la máxima prioridad a la sencillez y la facilidad de uso. De hecho, la idea era que los usuarios no necesitaran un manual para recorrer el menú del panel.

El módulo central se compone de Busch-priOn, una pantalla gráfica de transistores de película delgada (TFT) de alta resolución de 9 cm (3,5 pulgadas) combinada con un mando giratorio. La pantalla táctil presenta un menú circular con iconos especialmente diseñados y un texto claro que presenta las ocho áreas funcionales que se pueden seleccionar con el mando giratorio y activar pulsando un botón → 2. Un halo de color

Gracias a su estructura modular, Busch-priOn se adapta de forma individualizada a las necesidades del usuario.



### Un “punto rojo” para Living Space

La innovadora plataforma Living Space de Busch-Jaeger también ganó el “punto rojo: premio de 2008 para el diseño de comunicaciones”. Esta plataforma de presentación virtual permite explorar de forma interactiva la tecnología de control de edificios inteligentes. Mediante el empleo de una casa virtual preparada con tecnologías Busch-Jaeger, el usuario puede experimentar las ventajas de los productos. El resultado es un espacio sofisticado y estético que refleja el estilo especial y la filosofía de diseño de la compañía. Esta solución y experiencia virtuales se presentaron por primera vez en la feria Light+Building 2008 de Frankfurt, Alemania.

### 3 Ganador del premio “punto rojo: lo mejor de lo mejor 2008”



Busch-priOn, la unidad de control modular de habitaciones para la tecnología de sistemas para edificios basada en KNX. Las funciones pueden seleccionarse fácilmente con el mando giratorio, cuyo halo de color indica la función elegida (aquí azul para persianas).

### 4 El sistema de control por el usuario basado en el color Busch-priOn utiliza cuatro colores



Cada color —amarillo, azul, ámbar y magenta— se asigna de forma lógica a las distintas áreas funcionales.

con forma de anillo indica de un vistazo el área funcional activada → 3. Hay tres representaciones en pantalla distintas que se pueden seleccionar a gusto del usuario. Añadiendo otro dispositivo llamado caja de medios se pueden controlar también los componentes de vídeo y radio. Con el Busch-ComfortPanel se puede representar claramente la distribución de una casa, incluida la ubicación de los controles. Se puede seleccionar y controlar rápidamente cada una de las funciones. Es posible controlar y atenuar directamente cada lámpara. También se pueden accionar las contraventanas y persianas con el mando giratorio, y se puede fijar la temperatura del edificio de forma individualizada para cada habitación con la función de control de temperatura correspondiente. El mando giratorio del Busch-priOn se puede combinar o ampliar con distintos módulos. Todos los elementos de control del sistema, incluida la pantalla TFT, disponen de iluminación diurna y nocturna que se selecciona mediante un interruptor, lo que permite adaptar el brillo.

## Busch-priOn utiliza una vanguardista tecnología de procesador de bajo consumo y una pantalla avanzada con retroiluminación LED.

Además, el panel de control dispone de interruptores basculantes para seleccionar funciones programables a voluntad. Cuando se desactiva el panel, funciona como un interruptor corriente que activa una función principal predefinida cuando se toca el elemento de control giratorio. Un receptor de infrarrojos y un sensor de proximidad opcionales situados en el borde superior del Busch-priON aumentan la comodidad y la eficiencia energética. Combinan diseño y función de forma inteligente. Cuando se aproxima alguno de los ocupantes, se activa automáticamente la iluminación de fondo de la unidad de control de la habitación. El borde inferior de la cubierta se puede combinar con un sensor de temperatura para añadir el control de la temperatura de la habitación.

### La función ganadora: el color

Busch-priOn y Busch-ComfortPanel incorporan un concepto inteligente de control por el usuario basado en el color que asigna un código de color a cada área funcional → 4. Por ejemplo, todas las funciones de



iluminación se identifican por el color amarillo (que simboliza el sol y la luz), las funciones de calefacción están marcadas en ámbar (del calor y el confort), el control de las persianas con el azul (que simboliza el fresco y el color del cielo), y se emplea el magenta, que simboliza el lujo, el espectáculo y la escena, para los ambientes luminosos.

## Busch-priOn y Busch-ComfortPanel incorporan un concepto de control por el usuario independiente del idioma basado en el color que asigna un código de color a cada área funcional.

Estos códigos son independientes del idioma y se entienden en todo el mundo. Esta función se puede complementar con símbolos de fácil comprensión que hacen innecesarias las etiquetas de texto en la interfaz de usuario.

El diseño elegante y plano del panel de control hace juego con cualquier estilo de diseño de interiores y se presenta en blanco brillante, cristal blanco, cristal negro y acero inoxidable con un revestimiento especial antihuellas.

### El premio “punto rojo”

El innovador concepto de control por el usuario del Busch-priOn recibió a finales de 2008 el prestigioso premio “punto rojo: diseño de comunicación de 2008”. Con más de 10.000 aspirantes de 60 países, el pre-

mio “punto rojo” es una de las mayores competiciones mundiales y constituye un codiciado trofeo, símbolo reconocido internacionalmente de la calidad de diseño en tres áreas: diseño de productos, diseño de comunicaciones y concepto del diseño. La reputación reconocida mundialmente del premio está garantizada por un jurado com-

puesto por diseñadores y expertos en diseño de todo el mundo reconocidos internacionalmente. El jurado examinó unas 6.000 candidaturas de 39 países para el premio de diseño de comunicaciones. De ellas solamente 38 recibieron un premio “punto rojo: lo mejor

de lo mejor” por haber conseguido un diseño especialmente excelente. Los sistemas Busch-ComfortPanel y Busch-priOn se encontraban entre los ganadores, y recibieron el premio por su sistema intuitivo de control por el usuario → 3.

### La tecnología en que se basa

Busch-priOn® se basa en un concepto modular configurable individualmente. Un sistema de bus secundario garantiza el suministro de energía a cada uno de los módulos y la comunicación de datos entre ellos. El sistema utiliza una vanguardista tecnología de procesador de bajo consumo y una pantalla avanzada con retroiluminación LED.

Busch-priOn® es adecuado para casas particulares y para edificios funcionales. El hecho de que solamente haga falta una

caja empotrada para cada configuración, independientemente de que se utilice una unidad única o combinada, lo hace especialmente interesante para proyectos de reforma. Todas las unidades son compatibles con Powernet EIB/KNX® e i-bus EIB/KNX® de ABB.

Los electricistas tienen la ventaja de una puesta en servicio del Busch-priOn rápida y sin problemas. No sólo es bien conocido el procedimiento de programación, sino que también se puede almacenar la programación en el taller en una tarjeta SD y transferirla luego al sistema en el lugar de instalación.

### Un dispositivo para la eficiencia

Busch-priOn es un dispositivo avanzado de control por el usuario para las tecnologías de sistemas arquitectónicos con un concepto intuitivo y numerosas funciones adaptables al uso particular que presume de innovación técnica, elegancia y facilidad de acceso. Y gracias al control de las luces y la calefacción, el dispositivo ayuda a mejorar la eficiencia energética.

Partes de este artículo ya se han publicado previamente en “Living Space: espacio habitable,” *Revista ABB* 4/2008, páginas 11-14.

#### Bernhard Dörstel

Busch-Jaeger Elektro GmbH  
Miembro del Grupo ABB  
Lüdenscheid, Alemania  
bernhard.doerstel@de.abb.com

#### Peter Sieger

Sieger. Agency for Business Communication  
Halver, Alemania  
sieger@buero-sieger.de

## Consejo de redacción

### Peter Terwiesch

Director general de tecnología  
I+D y tecnología del Grupo

### Clarissa Haller

Responsable de comunicaciones corporativas

### Ron Popper

Director de asuntos de sostenibilidad

### Axel Kuhr

Jefe de gestión de cuentas del grupo

### Friedrich Pinnekamp

Vicepresidente de estrategia corporativa

### Andreas Moglestue

Jefe de redacción de la *Revista ABB*  
andreas.moglestue@ch.abb.com

### Editorial

*Revista ABB* es una publicación de I+D y tecnología del Grupo ABB.

ABB Asea Brown Boveri Ltd.

*ABB Review/REV*

CH-8050 Zürich

Suiza

La *Revista ABB* se publica cuatro veces al año en inglés, francés, alemán, español, chino y ruso. La *Revista ABB* es una publicación gratuita para todos los interesados en la tecnología y los objetivos de ABB. Si desea suscribirse, póngase en contacto con el representante de ABB más cercano o haga una suscripción en línea en

La reproducción o reimpresión parcial está permitida a condición de citar la fuente. La reimpresión completa precisa del acuerdo por escrito del editor.

Editor © 2010

ABB Asea Brown Boveri Ltd.

Zurich, Suiza

### Impresión

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH

AT-6850 Dornbirn/Austria

### Diseño

DAVILLA Werbeagentur GmbH

AT-6900 Bregenz/Austria

### Cláusula de exención de responsabilidad

Las informaciones contenidas en esta revista reflejan el punto de vista de sus autores y tienen una finalidad puramente informativa. El lector no deberá actuar sobre la base de las afirmaciones contenidas en esta revista sin contar con asesoramiento profesional. Nuestras publicaciones están a disposición de los lectores sobre la base de que no implican asesoramiento técnico o profesional de ningún tipo por parte de los autores, ni opiniones sobre materias o hechos específicos, y no asumimos responsabilidad alguna en relación con el uso de las mismas. Las empresas del Grupo ABB no garantizan ni aseguran, ni expresa ni implícitamente, el contenido o la exactitud de los puntos de vista expresados en esta revista.

ISSN: 1013-3119

[www.abb.com/abbreview](http://www.abb.com/abbreview)



Avance 2|10

# Movilidad inteligente

El presente número de la *Revista ABB* indica cómo las innovaciones y tecnologías de ABB permiten que la generación, el transporte y el consumo de energía eléctrica sean más sostenibles, flexibles y fiables. Pero la participación de ABB en el transporte no se limita a la red. El próximo número de la *Revista ABB* explorará la forma en que la compañía aporta también innovaciones al movimiento de personas y mercancías.

Gran parte de este número estará dedicada a la participación de ABB en el sector ferroviario. Aunque ABB no fabrica trenes, sí ofrece numerosos componentes vitales para el sector ferroviario. Éstos van desde los motores de tracción hasta las subestaciones para el suministro de electricidad al ferrocarril, pasando por los transformadores y convertidores de tracción. Más allá de esto, la compañía también participa en la explotación, el mantenimiento y la modernización del sector ferroviario y desempeña un papel importante en la mejora de la fiabilidad de las actividades de sus clientes. La *Revista ABB 2/2010* repasará algunas de las tecnologías clave de la compañía y los avances logrados, y mostrará cómo éstos están revolucionando el transporte ferroviario en todo el mundo. El aspecto ferroviario se completará con un artículo histórico que rememora algunos de los logros e inventos de ABB y sus empresas predecesoras desde los primeros días de la electrificación del ferrocarril hasta hoy.

Además de los ferrocarriles, la *Revista ABB* también examinará algunas otras actividades de la empresa en pro de la sostenibilidad del transporte. Éstas van desde un gran avance ecológico en el sector naval hasta la recarga de las baterías de los coches eléctricos.



## Connect renewable power to the grid?

Electricity generated by water, sun and wind is most abundant in remote areas like mountains, deserts or far out at sea. ABB's leading power and automation technologies help renewable power reach about 70 million people by integrating it into electrical grids, sometimes over vast distances. Our effort to harness renewable energy is making power networks smarter, and helping to protect the environment and fight climate change. [www.abb.com/betterworld](http://www.abb.com/betterworld)

Naturally.