



Revista ABB

La revista técnica corporativa del
Grupo ABB

www.abb.com/abbreview

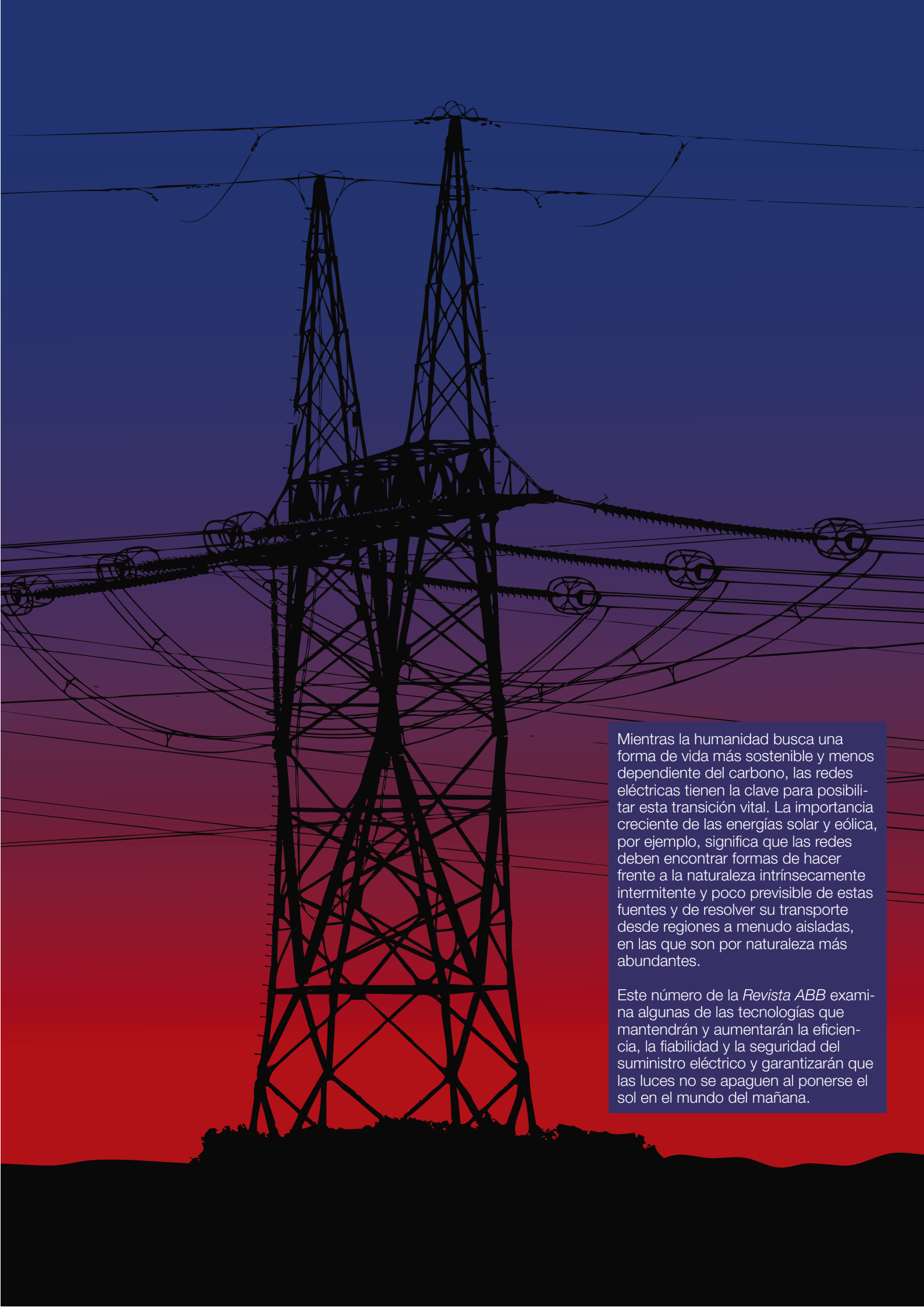
3 / 2009

El suministro eléctrico

Afrontar el desafío del cambio climático
página 6

Soluciones para mantener el control de la red
página 33

Un siglo a alta tensión: bornas de ABB
página 66



Mientras la humanidad busca una forma de vida más sostenible y menos dependiente del carbono, las redes eléctricas tienen la clave para posibilitar esta transición vital. La importancia creciente de las energías solar y eólica, por ejemplo, significa que las redes deben encontrar formas de hacer frente a la naturaleza intrínsecamente intermitente y poco previsible de estas fuentes y de resolver su transporte desde regiones a menudo aisladas, en las que son por naturaleza más abundantes.

Este número de la *Revista ABB* examina algunas de las tecnologías que mantendrán y aumentarán la eficiencia, la fiabilidad y la seguridad del suministro eléctrico y garantizarán que las luces no se apaguen al ponerse el sol en el mundo del mañana.



Conformar la red del mañana

Ahora damos por sentado que prácticamente todas las habitaciones de todos los edificios tienen tomas de corriente y luz eléctrica. Pero no es sólo esta cobertura universal lo que hace que la red eléctrica sea diferente de cualquier servicio producido por el hombre (excepto quizá la comunicación por radio), sino también su disponibilidad extremadamente alta: esperamos que las luces se enciendan cuando queramos. Desde el punto de vista de las compañías que explotan las redes, esto significa que el suministro debe ajustarse estrictamente a la demanda.

El funcionamiento de la red eléctrica está experimentando un cambio de paradigma fundamental. Uno de los motivos es la utilización creciente de energías alternativas como la eólica o la solar, cuyo suministro es intermitente y difícil de predecir; además, buena parte de la electricidad generada por estas fuentes se encuentra en regiones alejadas de los principales centros de carga, donde la infraestructura clásica de la red es a menudo demasiado débil para responder a los flujos de potencia añadidos. Por si fuera poco, los consumidores eligen cada vez más su fuente de energía, y en consecuencia esperan que las redes puedan transmitirla a mayores distancias.

Esta red del mañana se describe con frecuencia como “red inteligente”. Los elementos tecnológicos clave que facilitarán esta transición son los avances en la electrónica de potencia y en la automatización. En esta red futura ya no habrá una relación unidireccional en la que la generación de energía siga al consumo, sino una interacción bidireccional con medidas como el almacenamiento de energía o el funcionamiento de dispositivos dependientes del suministro, que permitan una utilización más ecológica y económica de la infraestructura de generación y transporte. La *Revista ABB* se propone dedicar un próximo número a las redes inteligentes, que recibirán en esta edición una cobertura sólo parcial. No obstante, muchas de las tecnologías descritas son directa o indirectamente relevantes para este asunto.

Si la red tiene que manejar un flujo de potencia mayor, hacen falta tecnologías que sostengan su estabilidad. Además de su mayor capacidad de transporte intrínseca, el sistema HVDC Light® de ABB añade estabilidad y capacidad de control a los corredores existentes, y puede realmente mejorar su capacidad total de transporte en una medida superior a la potencia nominal añadida.

Un aspecto importante de la red del mañana será una mejora considerable de la capacidad de control, garantizada por un gran número de dispositivos de medida y supervisión junto con los actuadores correspondientes. Éstos pueden, por ejemplo, hacer que la red se autorrepare localizando y atenuando las perturbaciones cuando se produzcan. A más largo plazo, podrán controlar los elementos individuales del equipo y así contribuir a la programación de las tareas de mantenimiento. Durante los imprevistos (por ejemplo después de una tormenta) pueden localizar los daños y apoyar el despliegue del personal de reparación, acortando así considerablemente el tiempo necesario para restablecer el funcionamiento normal. Sin embargo, la necesidad de procesar un elevado número de corrientes de datos también presenta dificultades para el sistema de control y puede provocar un “tsunami de datos” en el que se pierde la información más relevante. Tan importante como las propias medidas es la estrategia para gestionarlas y convertir los datos en información al nivel más bajo posible. Varios artículos de este número de la *Revista ABB* analizan este aspecto y otros relacionados con él.

Otros artículos relacionados con la energía consideran la gestión del suministro de gas natural licuado (GNL) desde el muelle hasta la red de distribución, y también la importancia de establecer normas para la eficiencia de los motores. Esto último aportará más claridad a los clientes en relación con la evaluación de los costes durante todo el ciclo de vida y la huella de carbono que dejan sus equipos.

El artículo de historia de este número analiza los 100 años de experiencia de ABB en la fabricación de bornas, y cómo éstas han evolucionado para soportar tensiones cada vez mayores.

Confío en que este número de la *Revista ABB* le ofrezca una visión renovada del funcionamiento del suministro eléctrico actual y del mañana, e ilustre el compromiso de ABB para que sea aún más eficiente, fiable y seguro.

Que disfruten de su lectura.

Peter Terwiesch
Director general de tecnología
ABB Ltd.

Revista ABB 3/2009

El suministro eléctrico

Energía y medio ambiente

6

Desafíos y oportunidades en abundancia

El calor continúa avanzando y obliga a afrontar el cambio climático.

11

Control del flujo de gas

Una red de suministro formada por tuberías: SCADA y System 800xA de ABB proporcionan una solución para el suministro de gas natural.

33

Las redes se vuelven más eficientes

La eficiencia energética en el transporte exige una gestión eficaz de la red.

38

Información, no datos

A medida que se multiplican los dispositivos de medida crece el riesgo de provocar un “tsunami de datos”; ABB dispone de estrategias para mantener el control en la sala de control.

45

Gestión de redes para la red de distribución

Trabajar con más inteligencia en lugar de trabajar más: los centros operativos de las redes de distribución responden al problema de la complejidad.

Transporte y distribución

17

Recuperar la confianza

Cuando una tormenta deja fuera de servicio las líneas de suministro, hace falta una estrategia coordinada de restauración para ponerlas de nuevo en marcha.

23

Una potencia que marca una diferencia

La conexión de fuentes de generación alternativas exige una alternativa al transporte: HVDC Light®.

27

Equilibrio de poder

¿Cómo puede una solución ligera hacer una aportación de tanto peso a las necesidades de transporte? La solución HVDC Light mejora la estabilidad de las redes.

Eficiencia y normas

50

En armonía

Hace falta una norma para elevar la norma: las normas mundiales facilitan la comparación de la eficiencia de los motores.

56

Arquitectura OPC unificada

Conectarse y ponerse en funcionamiento: ABB ha desempeñado una función decisiva en la definición de la norma de interconectividad para automatización industrial OPC UA

62

Not lost in translation

¿Conoce bien sus subsistemas? Ahora hay una forma sencilla y segura de importar datos técnicos para la integración de subsistemas.

Eternos pioneros

66

Bornas de alta tensión

Algunas experiencias electrificantes demuestran que el equipo de alta tensión necesita con frecuencia un control del esfuerzo. La *Revista ABB* repasa un siglo de bornas para alta tensión.

6



17



23



62



Desafíos y oportunidades en abundancia

Cómo resolver el problema del cambio climático

Anders H. Nordstrom

Se le ha llamado “un desastre a cámara lenta”. Los efectos ya son graves, pero probablemente para la amenaza real falten un par de generaciones. Los científicos han estado reuniendo pruebas durante décadas pero, hasta hace poco, las sociedades han vacilado a la hora de tomar medidas. En la actualidad, el cambio climático está en boca de todos y las administraciones de todo el mundo están adoptando medidas para frenar las emisiones de gases de efecto invernadero. Pero el desafío es enorme: el mundo es como un gigantesco buque cisterna que se dirige hacia las rocas y urge proceder a un cambio radical rápido, pero difícil.

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 y continúa estando comprometido a ayudar a 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. Tiene un objetivo de aplicación progresiva en dos años para reducir en un 5% su consumo de energía por unidad fabricada.



Ha quedado bien establecido que el mundo se está calentando. Durante el último siglo, los meteorólogos han observado un aumento de $0,74 \pm 0,18$ °C en la temperatura media de la superficie mundial. Al mismo tiempo, la concentración de CO₂ en la atmósfera ha crecido de 280 partes por millón (ppm) antes de la revolución industrial a casi 390 ppm en la actualidad. Esto supera con mucho los niveles naturales de CO₂ en la atmósfera en los últimos 650.000 años. El aumento se debe enteramente a la actividad humana, sobre todo a la utilización de combustibles fósiles, y continúa a un ritmo de 2 ppm por año.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)¹⁾ ha llegado a la conclusión de que la mayoría de las subidas de temperatura observadas desde mediados del siglo XX se debe muy probablemente al aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero. Esta conclusión se basa en miles de estudios realizados por científicos de distintas disciplinas en todo el mundo.

Historia y predicciones climáticas

De maneras diversas, la naturaleza ha mantenido un registro de su propia historia climática y los científicos han desarrollado métodos para estudiar e interpretar esos datos. Por ejemplo, las temperaturas históricas se pueden deducir de la anchura de los anillos de los árboles y del crecimiento del coral, mientras que las capas de hielo ártico y antártico esconden datos valiosos sobre el clima. Además, el estudio de

la composición del aire en las burbujas profundas del hielo permite determinar la concentración de CO₂ en un período determinado. La temperatura media del período en cuestión se puede establecer midiendo la relación entre distintos isótopos de oxígeno en el hielo. La espectrometría de masas permite determinar esta relación de manera muy precisa e incluso puede resolver las variaciones estacionales. Hasta el momento, los estudios de muestras de hielo han revelado información sobre varios centenares de miles de años de historia del clima.

Desde mediados del siglo XIX se han utilizado registros instrumentales de las temperaturas para determinar la temperatura media de la superficie mundial. Las medidas periódicas de la concentración de CO₂ en la atmósfera se iniciaron en 1958 en Hawai, y los datos acumulados muestran una tendencia ascendente en la concentración de CO₂ así como variaciones estacionales características **1**.

Se utilizan modelos informáticos avanzados para proyectar el cambio climático futuro. Los modelos intentan cubrir el mayor número posible de procesos físicos pertinentes y combinar los modelos de circulación general acoplados para la atmósfera y los océanos con modelos para el hielo en tierra y mar. Al aplicar dichos modelos a varios supuestos distintos de emisiones, el IPCC proyecta un aumento del calentamiento medio de la superficie mundial de entre 1,1 y 6,4 °C a finales de este siglo.

El desafío de la reducción del cambio

Para reducir al mínimo el riesgo de la amenaza del cambio climático, la Unión Europea (UE) y otros agentes llevan mucho tiempo propugnando que cualquier aumento de las temperaturas mundiales debe mantenerse por debajo de 2 °C respecto a las temperaturas preindustriales. Esto exigirá estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera muy por debajo de 450 ppm de CO₂ equivalente²⁾.

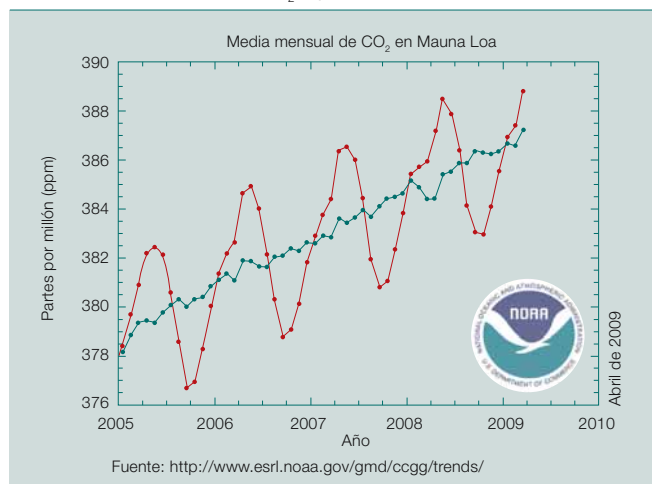
Con las actuales tendencias de las emisiones en todo el mundo, el objetivo de 450 ppm es complicado. En el supuesto de que todo siga como hasta ahora, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) predice que las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía experimentarán un fuerte crecimiento en el futuro previsible: para el año 2030, la demanda mundial de energía primaria será mayor que la actual en un 45%, y un 80% de la combinación energética seguirá consistiendo en combustibles fósiles. El 97% del aumento tendrá lugar en países no pertenecientes a la OCDE. La AIE ha advertido de que

Notas a pie de página

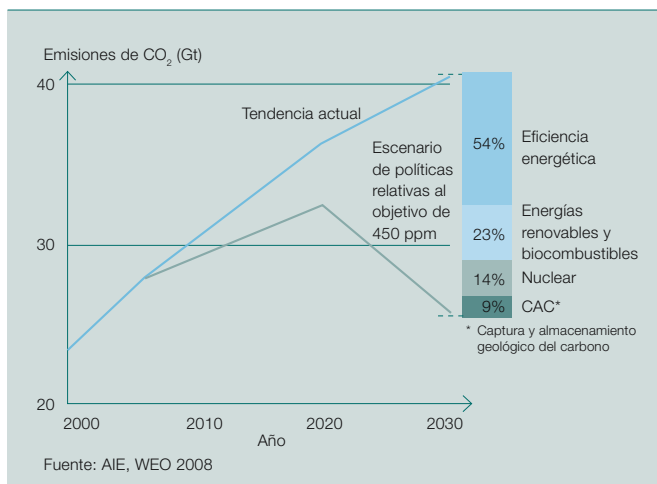
¹⁾ Las academias nacionales de ciencias de los principales países expresan su apoyo a los resultados y conclusiones del IPCC.

²⁾ El nivel actual de CO₂ equivalente ya es de unas 445 ppm cuando se incluyen otros cinco gases antropogénicos de efecto invernadero. No obstante, se cree que las partículas finas de la atmósfera y el ozono de la troposfera compensan en gran medida esta contribución adicional al calentamiento, de modo que el verdadero nivel de concentración de CO₂ es de unos 387 ppm.

1 Las concentraciones de CO₂ siguen aumentando



2 Escenarios de emisiones de la AIE



Energía y medio ambiente

este supuesto se traducirá en daños graves e irreversibles para el clima.

Garantizar un suministro mundial de energía asequible para satisfacer las demandas cada vez mayores sin generar cantidades excesivas de gases de efecto invernadero es algo que entraña una gran dificultad.

La AIE ha desarrollado y analizado un supuesto que cumple el objetivo de estabilización de 450 ppm. Este supuesto requiere medidas enérgicas y concertadas para frenar las crecientes emisiones de gases de efecto invernadero. Depende del éxito de las negociaciones internacionales sobre el clima en las que todos los países, especialmente los principales emisores, se comprometan a reducir las emisiones. Según la AIE, aunque los países de la OCDE redujeran sus emisiones a cero, no podrían conseguir el objetivo de 450 ppm por sí solos.

El supuesto prevé que la demanda de energía primaria crezca un 22% hasta 2030 y que el 67% de la combinación energética proceda exclusivamente de los combustibles fósiles³⁾. Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía se reducirían en un 37% en comparación con el supuesto de que todo siga como hasta ahora. Hasta un 54% del ahorro se debe a las medidas de eficiencia energética, mientras que la energía renovable y los biocombustibles contribuyen con un 23%. La captura y almacenamiento del carbono (CAC) y la energía nuclear también son instrumentos importantes en la reducción de las emisiones **2**.

La transformación del sistema energético requerirá grandes inversiones: la AIE estima un coste medio del 0,55% del PIB mundial anual hasta 2030. Al mismo tiempo, unos mayores niveles de eficiencia reducirán los cos-

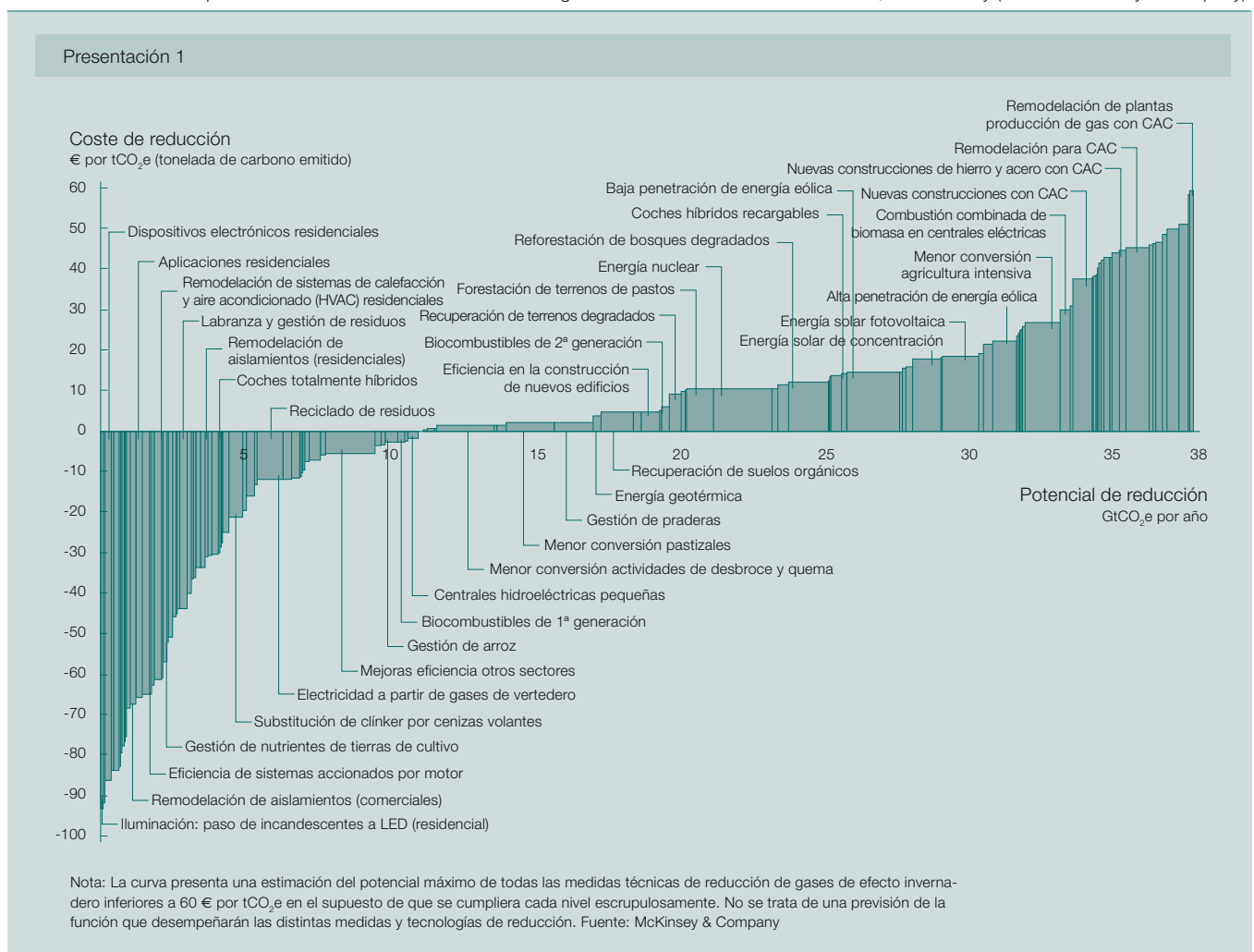
tes de funcionamiento y las facturas de energía.

McKinsey & Company ha realizado un estudio en profundidad del potencial de reducción de emisiones y del coste de más de 200 tecnologías en 10 sectores distintos, que cubren todas las fuentes relevantes de emisiones (no sólo las relacionadas con la energía) en 21 regiones distintas del mundo. La empresa ve la posibilidad de reducir en un 70% las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 en comparación con el supuesto de que todo siga como hasta ahora y de mantener el aumento de la temperatura por debajo de 2 °C. Sin embargo, es enormemente difícil captar una pro-

Nota a pie de página

³⁾ Incluso en este supuesto, los combustibles fósiles mantienen un papel predominante durante un período considerable.

3 Curva de costes de oportunidades de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero versión 2.0, de McKinsey (Fuente: McKinsey & Company)



Energía y medio ambiente

porción suficiente de esta posibilidad, ya que el éxito depende de la aplicación de casi todas las oportunidades de reducción identificadas. McKinsey ha determinado que un retraso de 10 años en la adopción de medidas contra las emisiones haría imposible limitar el aumento de la temperatura a 2 °C. El coste anual de la reducción para 2030 se estima en un 1% del PIB global previsto. De acuerdo con la AIE, ha descubierto que los futuros ahorros de energía compensan en gran medida la inversión inicial ³.

Eficiencia energética

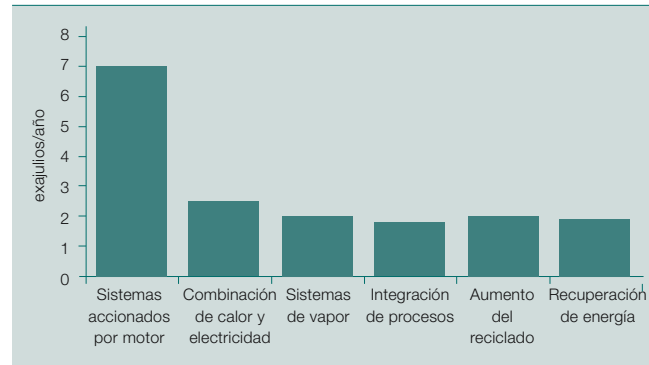
En muchos países, la eficiencia energética aumentó considerablemente después de la crisis del petróleo, en la década de los setenta. En la actualidad, la producción de una unidad del PIB en los países desarrollados requiere un 30% menos de energía que en 1973. Esto es consecuencia de las mejoras en la productividad y de unos productos que son más energéticamente eficientes y más inteligentes.

Las mejoras en la eficiencia energética disminuyeron en la década de los noventa porque los precios de la energía fueron bajos y estables, y porque ya se habían logrado importantes reducciones de la intensidad energética. En los casos en los que el coste de la energía representa una parte menor de los costes totales de una empresa, es fácil olvidarlo a la hora de optimizar los procesos de fabricación y el rendimiento de los productos.

En la actualidad, la eficiencia energética tiene alta prioridad en muchas organizaciones, y está generalmente reconocido el papel clave que representa en la reducción del cambio climático.

El potencial para ahorrar energía está en todas partes de la sociedad: en el sector energético, existen oportunidades en la cadena que conecta la producción al consumo. El consumo de energía se puede reducir en edificios comerciales y residenciales a base de un mejor aislamiento y controlando

4 Potencial de ahorro de energía en el sector manufacturero: los sistemas accionados por motor ofrecen enormes oportunidades (datos de un informe de la AIE)



la calefacción y la refrigeración. Una mayor eficiencia en el consumo de combustible de los automóviles también se puede traducir en una diferencia considerable.

También en la industria se pueden conseguir enormes ahorros. Según un informe de la AIE, casi un tercio del consumo de energía en el mundo y un 36% de las emisiones de CO₂ se deben a la fabricación. El consumo de energía industrial ha aumentado fuertemente en los últimos veinticinco años y aproximadamente el 80% de ese aumento se ha producido en China. La AIE ha identificado un posible ahorro de 25 a 37 EJ⁴⁾ (exajulios) anuales en la industria manufacturera si se utilizan buenas prácticas y tecnologías⁵⁾ de probada eficacia. Esto equivale a reducir del 7% al 12% las actuales emisiones mundiales de CO₂.

Los sistemas de motores eléctricos ofrecen la mayor oportunidad de ahorro en la industria manufacturera. La optimización de los sistemas de motores puede conseguir ahorros anuales de entre 6 y 8 EJ, lo que equivale a una cuarta parte de la producción total de energía nuclear mundial ⁴. Algunos de los medios para conseguir estos ahorros son el uso de motores de alta eficiencia, unidades de regulación de la velocidad de los motores y una protección adecuada de los motores que permita reducir los tamaños de éstos.

Negociaciones y políticas climáticas

Este año, los gobiernos de todo el mundo se preparan para la COP-15, la conferencia de las Naciones Unidas sobre el clima, que se celebrará en

diciembre en Copenhague. Según el plan de acción de Bali establecido hace años dos en la COP-13, los gobiernos se tienen que poner de acuerdo en un nuevo y ambicioso tratado mundial que tomará el relevo del acuerdo de Kioto para 2012.

Las cuestiones fundamentales que se tratarán en la COP-15 son:

- La cantidad de reducciones de emisiones a la que se deben comprometer los países desarrollados y la forma de financiarla.

- ¿Cuáles son las medidas de reducción razonables para los países en desarrollo, especialmente China y la India?

- ¿Será posible llegar a un acuerdo creíble sobre una estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a 450 ppm o menos de CO₂ equivalente?

El éxito de la COP-15 depende de que se alcancen entendimientos aceptables en estas cuestiones y de que se llegue a un acuerdo. Pero, aun sin un nuevo acuerdo global, los países y regiones ya están aplicando políticas y reglamentos para frenar las emisiones.

La Unión Europea (UE) es defensora entusiasta del proceso de Naciones Unidas para gestionar el cambio climático y lleva algún tiempo implantando políticas y reglamentos sobre el clima. Su herramienta principal es el sistema de fijación de límites máximos e intercambio de los derechos de emisión, el RCCDE de la UE, que aplica un límite absoluto en el 50% de todas las emisiones de la UE. Doce mil industrias y centrales eléctricas dentro de la UE tienen obligaciones dentro de este sistema. El plan 20/20/20 de la UE establece objetivos para 2020 que incluyen:

- Reducir en un 20% las emisiones de CO₂ respecto a los niveles de 1990. Esta cifra aumentará al 30% si se puede llegar a un acuerdo mundial.

Notas a pie de página

⁴⁾ 1 exajulio (EJ) = 10¹⁸ julios

⁵⁾ Un aumento del 18% al 26% en la eficiencia energética.

Energía y medio ambiente

- Aumentar al 20% la proporción de energías renovables en la combinación energética.
- Reducir en un 20% el consumo de energía primaria mediante medidas de eficiencia.

La administración de los EE.UU. ha indicado que en Copenhague busca un acuerdo que incluya compromisos vinculantes para reducir las emisiones. El plan Nueva Energía para América de la administración pretende:

- Reducir las emisiones a los niveles de 1990 para 2020 y en un 80% para 2050.
- Tener un millón de coches híbridos recargables en circulación para 2015.
- Asegurarse de que, para 2012, el 10% de la energía proceda de fuentes renovables. Esta cifra aumentará al 25% para 2025.
- Introducir un programa de fijación de límites máximos e intercambio de los derechos de emisión en el conjunto de la economía.

China acepta el principio de “responsabilidades comunes pero diferenciadas” establecido en el protocolo de Kioto, que dice que los países desarrollados deben tomar la iniciativa en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y prestar apoyo financiero y técnico a los países en desarrollo. Pero algunos indicadores sugieren que China puede estar dispuesta a relajar su resistencia al control de sus emisiones y que está interesada en llegar a un acuerdo en Copenhague. Hace dos años, China lanzó su Programa Nacional para el Cambio Climático que incluye el difícil objetivo de reducir la intensidad de la

energía en un 20% para 2010. China busca asimismo doblar su cuota de utilización de energía renovable para 2020. Otro ambicioso programa pretende reducir el consumo de energía en las 1.000 principales empresas de China.

La aportación de ABB

La reducción del cambio climático es un asunto a largo plazo que necesitará cambios significativos en la forma en que la industria y la sociedad en general producen y utilizan la energía y la electricidad. Para tener éxito será necesario cambiar los patrones de consumo y desarrollar y aplicar nuevas tecnologías a gran escala.

ABB tiene un objetivo variable a dos años para reducir en un 5% su consumo de energía por unidad fabricada. En 2008, ABB aumentó su producción en un 20% mientras que su uso total de energía permanecía relativamente inalterado. Esto se debió a los programas de eficiencia energética iniciados en todo el grupo. Las medidas más comunes consisten en un mejor control climático, una iluminación más eficiente y la instalación de equipos de fabricación energéticamente eficientes en fábricas y oficinas. Esto ha dado lugar a resultados impresionantes en todo el mundo: por ejemplo, la intensidad eléctrica en ABB China ha descendido en un 55% a lo largo de cinco años.

ABB realizará estudios de energía y establecerá los oportunos programas de mejora de la eficiencia energética para cada uno de los 23 centros de fabricación de ABB que consumen

más del 1% del consumo total de energía del grupo.

Además, ABB está comprometido a ayudar a sus clientes a usar la energía de manera más eficiente y a reducir su impacto ambiental con su amplia gama de productos, sistemas y servicios. Por ejemplo, los sistemas de tecnología avanzada de la información para el control y la optimización de procesos industriales integrados, las redes de energía eléctrica y los edificios de la empresa ahorran energía y reducen las emisiones.

La interconexión y el fortalecimiento de los sistemas de energía eléctrica con la tecnología de corriente continua de alta tensión (HVDC y HVDC Light®) y las tecnologías flexibles de corriente alterna (FACTS) logran grandes ahorros gracias a una distribución más uniforme de las cargas, un uso eficiente de los recursos energéticos primarios y una mayor calidad de la energía, reduciendo de esa forma las emisiones de CO₂. También permite la integración a gran escala de la energía renovable en las redes de energía.

Los motores de alta eficiencia y las unidades de regulación de la velocidad para motores de ABB también contribuyen a grandes reducciones de las emisiones. En 2008, se estima que la base instalada de unidades de baja tensión de ABB ahorró 170 teravatios/hora de energía eléctrica, suficientes para satisfacer las necesidades anuales de 42 millones de hogares de la UE y reducir las emisiones mundiales de dióxido de carbono en unos 140 millones de toneladas al año.

Para ABB, el cambio climático supone una oportunidad y un desafío enormes: ABB tiene que seguir viviendo según su lema “Energía y productividad para un mundo mejor” y seguir sirviendo a sus clientes con tecnologías actuales y nuevas que satisfagan las crecientes demandas del mercado en cuanto a ahorro de energía y eficiencia climática a largo plazo.

Anders H. Nordstrom
Sostenibilidad, Grupo ABB
Sollentuna, Suecia
anders.h.nordstrom@se.abb.com



Control del flujo de gas

SCADA y System 800xA de ABB mejoran las operaciones y la gestión del GNL
Zhimei Feng, Fei Wang, Xiaoxing Bi

En China se han finalizado y se están explotando con éxito muchos proyectos nuevos de gas natural licuado (GNL), lo que ha incrementado los volúmenes del comercio de importación de GNL. En general, el comercio internacional de GNL se basa en contratos de compra garantizada a largo plazo, en los que el comprador paga aunque no necesite el producto. Esto significa que el volumen de importación y la capacidad de almacenamiento en el terminal receptor se ven

afectados directamente por los consumidores siguientes. En el contrato se especifica un plan de transporte que determina el volumen de GNL distribuido desde el terminal de salida anterior hasta el depósito de almacenamiento a baja temperatura del terminal receptor. A partir del análisis detallado de la cadena de oferta y demanda, se diseña un sistema de control de procesos para garantizar que la instalación de almacenamiento tiene capacidad suficiente para recibir

todos los envíos de GNL previstos. Esto se consigue controlando la transmisión de gas entre el terminal receptor de GNL y la línea principal. Utilizando tecnología de procesamiento de la información y control de la automatización, se pueden evitar errores de cálculo para que la llegada de los envíos de GNL al terminal receptor se coordine de forma eficiente y segura con el transporte del gas y su expedición combinada a los usuarios siguientes.



Energía y medio ambiente

El proyecto de GNL de Fujian en el sudeste de China es el primero en el que la dirección, la construcción, la explotación y el mantenimiento los lleva a cabo de forma independiente una empresa nacional china. Desde febrero de 2009, el gas para el proyecto lo suministra Indonesia desde su yacimiento de gas de Togguh. Su capacidad actual de importación es de 2,6 millones de toneladas métricas de GNL al año, y tiene prevista una ampliación de 5 millones de toneladas métricas al año para las operaciones posteriores a 2012. El proyecto incluye un terminal receptor de GNL y un gasoducto de 360 km que atraviesa regiones y ciudades costeras, en particular Fuzhou, Putian, Quanzhou, Xiamen y Zhangzhou en el sudeste de la provincia de Fujian, y suministra gas a

las compañías de gas de cinco ciudades y a tres centrales eléctricas de gas. El GNL se suele transportar en buques especiales desde el terminal de salida, en el lugar de origen, al terminal receptor, en el que se deja gasificar para distribuirlo a través de conducciones a los usuarios finales. El componente principal del gas natural es el metano (CH_4). Cuando se enfría a unos -162°C a presión normal, se licúa. Al licuarlo, el volumen del gas natural se puede reducir en una proporción aproximada de 1/600, lo que facilita el transporte a larga distancia, el almacenamiento y la utilización. Por eso, el GNL se ha convertido en la forma más habitual de transporte marítimo de gas natural¹⁾.

En la actualidad se mantiene un suministro constante de gas a las centrales

eléctricas y a las redes de comercialización mediante la integración de la producción, el transporte y la distribución. Para el proyecto de GNL de Fujian se ha establecido un proceso que comprende producción, almacenamiento, transporte, recepción y regasificación del GNL **1**.

Terminal receptor de GNL

En general, los terminales receptores de GNL se componen de cinco subsistemas de proceso: descarga de GNL, almacenamiento, regasificación (exportación), tratamiento de vapores y combustión en antorcha (ventilación) **2**.

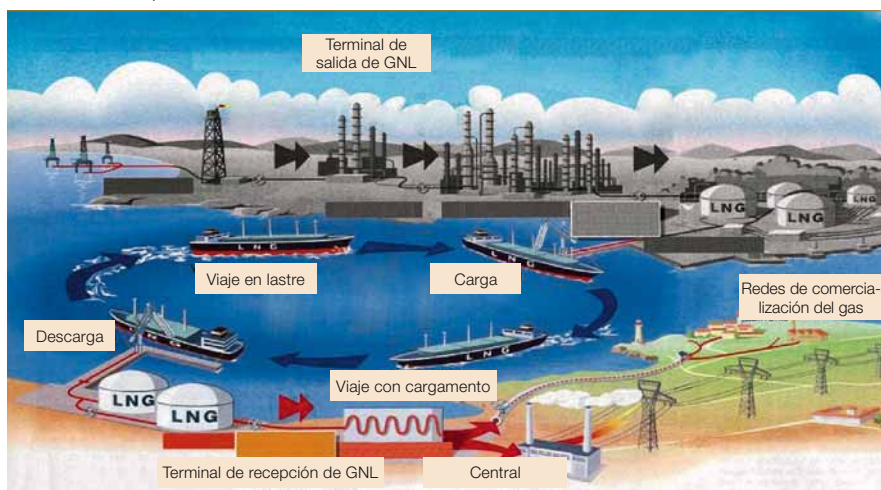
Descarga y almacenamiento del GNL

Una vez que el buque de transporte de GNL ha atracado en el muelle, la conducción de salida de GNL del buque se conecta a la de descarga en tierra por medio del brazo de descarga del muelle. La carga de GNL se bombea desde el depósito del buque al depósito de almacenamiento del terminal receptor en la costa. Durante este proceso, la presión del gas en el depósito del buque tiende a descender gradualmente, de modo que, para mantenerla, parte del gas del depósito de tierra se devuelve al depósito del buque por vía de la conducción de retorno del gas y el brazo del gas. Durante los períodos en los que no se está descargando GNL, la conducción de descarga de tierra se mantiene fría utilizando GNL de la salida de la bomba de transferencia del depósito de tierra. Este GNL se devuelve al depósito de almacenamiento por medio de una conducción aislada.

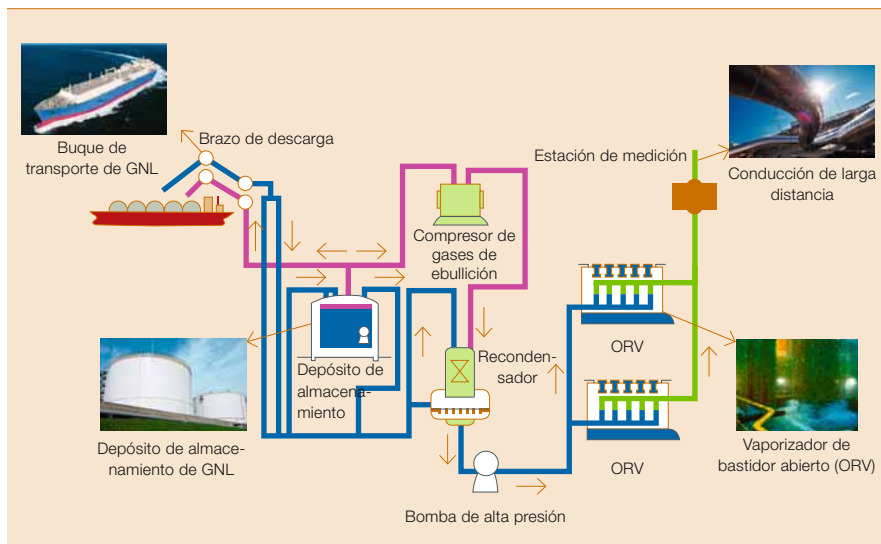
Regasificación y exportación del GNL

Después de presurizarlo con la bomba de transferencia del depósito, parte del GNL del depósito de almacenamiento entra en el recondensador para que se licúe una determinada cantidad de vapor. La mezcla de GNL del recondensador y de la bomba de baja presión del depósito se presuriza mediante una bomba de alta presión y entra en el vaporizador. Los medidores miden el volumen de gas antes de que pase por la conducción que lo distribuye a los usuarios finales. Para garantizar el funcionamiento normal de las bombas de transferencia y de las bombas de exportación

1 Cadena de operaciones del sector del GNL



2 Sistema del proceso para la terminal de recepción de GNL



Nota a pie de página

¹⁾ Véase "Buques a toda pastilla", *Revista ABB* 1/2009, página 74.

tación de alta presión del depósito, es necesario instalar conducciones regurgitantes en todas las descargas de las bombas. De este modo se puede regular el caudal utilizando la conducción regurgitante para compensar los cambios en la capacidad de transporte de GNL, de forma que se puedan garantizar las bajas temperaturas en el sistema incluso cuando se detiene la salida.

Tratamiento de los vapores de GNL y ventilación

El sistema de tratamiento de vapores está diseñado para garantizar el funcionamiento normal de los depósitos de almacenamiento de GNL dentro de un determinado margen de presión. Dentro del depósito de almacenamiento, un transmisor de presión controla los valores de presión para garantizar que el depósito no tenga una presión excesivamente alta o baja. Cuando la presión está por encima o por debajo del valor establecido, el sistema de tratamiento de vapores toma las medidas adecuadas para controlar la presión del gas dentro del depósito de almacenamiento. Para evitar que se produzca un vacío en el depósito de almacenamiento de GNL, el flujo del proceso va provisto de un sistema de suministro de gas al vacío.

Línea principal

La línea principal consiste en una conducción de gas con ramales, una estación de válvulas y una estación de salida. La estación de válvulas está diseñada para bloquear la conducción y proporcionar vigilancia sin operario y control a distancia, mientras que la estación de salida está diseñada para transferir gas natural a los usuarios finales, como son las estaciones de gas ciudad y las centrales eléctricas, una vez que se ha filtrado, medido y calentado y se ha regulado la presión **3**.

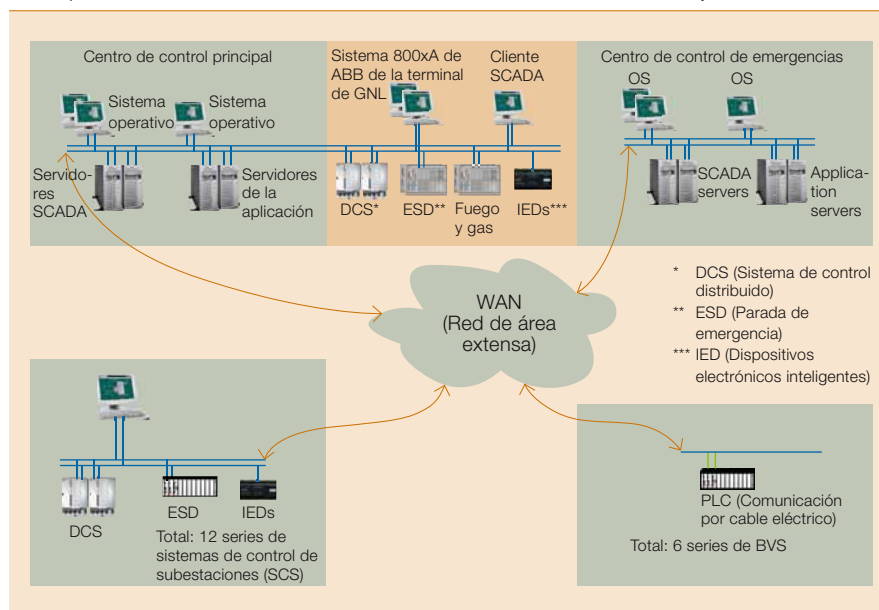
Sistema de control de GNL

El proyecto de GNL de Fujian incluía procesos, como un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) **Cuadro 1**, un sistema de parada de emergencia (ESD) **Cuadro 2**, un sistema de vigilancia de incendios y gases (F&G) **Cuadro 3** y un sistema de control distribuido (DCS) **Cuadro 4**, y esto hacía necesarios unos sistemas de control local de las operaciones y de supervisión a distancia. Integrar estos sistemas diversos fue el aspecto más difícil del

proyecto desde el punto de vista técnico. Para controlar la dirección de funcionamiento de la bomba en el terminal receptor, se incorporó al sistema DCS de dicho terminal la lógica de control de expedición combinada. Como parte del diseño integrado, se dio prioridad a garantizar el intercambio fluido de infor-

mación entre el DCS y SCADA. En la actualidad, la mayoría de los protocolos diseñados para la comunicación interna entre el sistema DCS y el controlador DCS han sido desarrollados de manera independiente y a menudo son incompatibles. En cambio, el sistema SCADA de ABB adopta un protocolo de comu-

3 Esquema de la estructura de red del sistema de autocontrol de GNL de Fujian



Cuadro 1 Sistema Vantage de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)

El sistema Vantage SCADA mejora la eficiencia de utilización del servicio de conducciones y de la estación reguladora de presión. Como consecuencia, acelera el rendimiento y mejora las funciones. El GNL se puede transportar desde el lugar de producción al lugar de instalación en un tiempo y con un coste mínimos. La solución proporcionada por ABB mantiene el coste de explotación lo más bajo posible.

Características:

- Estructura redundante y abierta
- Base de datos orientada a objetos en tiempo real
- Servidor de registros históricos integrado
- Modelo de conducción integrado y diagrama de flujo avanzado
- Posibilidad de ampliar desde equipos de nodo único a un sistema multiservidor
- Herramientas de configuración intuitivas invocadas en todo el sistema y la aplicación
- Protocolos de comunicaciones compatibles con OPC y normas industriales, como IEC870 5 101/104 y DNP3.0

- Se puede integrar fácilmente con la solución automática para el control de estaciones de conducción

El sistema Vantage SCADA proporciona control y adquisición de datos a las industrias especializadas, como las de almacenamiento y suministro de GNL. Es versátil con compatibilidad abierta, lo que permite aplicaciones que van desde una instalación en un modelo de nodo único hasta un sistema multiservidor. Además, los procesos se realizan según el principio de cliente/servidor y sistema redundante orientado a objetos. A través de un sistema de autorización configurable, proporciona una garantía de seguridad para evitar que el personal no autorizado se conecte al sistema. El sistema se comunica a través de los protocolos normalizados ODBC, COM, OPC y OLE (para más detalles, véase "Arquitectura Unificada OPC" en este número de la *Revista ABB*, página 56). Además de estas características avanzadas, posee comunicación de "front end" con configuración redundante y puede funcionar utilizando dispositivos remotos para realizar el cambio automático en caso de interrupción de las comunicaciones.

Energía y medio ambiente

nicaciones normalizado, abierto, compatible y de gran aceptación para poder intercambiar información con casi todos los tipos de controladores DCS. No es fácil integrar un sistema SCADA con un sistema DCS, y es aún más difícil integrar los sistemas de control cuando son suministrados por fabricantes diferentes. El proyecto de GNL de Fujian adoptó el Extended Automation System 800xA de

Cuadro 2 El sistema ESD está diseñado principalmente para realizar las siguientes funciones:

1. Mediante el botón ESD, se puede activar la parada de emergencia manual para aislar el equipo de procesamiento de diversas unidades.
2. La parada de emergencia se activa por medio del instrumento de detección automática del sistema; para señales de entrada, utiliza la votación para garantizar la eficacia de la señal de alarma o parada.
3. Restauración desde la parada de emergencia. Una vez que se hayan confirmado y restablecido manualmente las condiciones de activación del bloqueo, se puede devolver el sistema a su estado normal para garantizar la seguridad de la producción.
4. Bypass de bloqueo. El sistema ESD también proporciona bypass de mantenimiento y un botón de cancelación de operaciones, que se utilizan para realizar una prueba en línea en los equipos sin afectar a la producción normal, para cerrar un bypass de la señal en el momento del arranque inicial del sistema de procesos y para realizar una operación de bypass en la interfaz del ESD cuando el bypass permite que el conmutador esté en la posición admisible.

Cuadro 3 El sistema F&G está diseñado principalmente para realizar las siguientes funciones:

1. Recoger y mostrar los estados de funcionamiento del gas combustible y del detector de incendios.
2. Detectar fugas de GNL y dar una alarma sonora y visual para el estado anómalo detectado.
3. Recoger y mostrar los estados de funcionamiento de los equipos de extinción de incendios y recursos auxiliares.
4. Ejecutar la lógica de la parada de emergencia y mostrar la señal de alarma de parada de emergencia.
5. Coordinar los equipos de extinción de incendios.
6. Enviar la señal de parada de emergencia a ESD.

ABB para supervisar los sistemas de control en el terminal receptor de GNL, y el Vantage SCADA de ABB para supervisar los sistemas de control en la conducción de gas **Cuadro 5**. Esto significa que los sistemas DCS, ESD y F&G de la estación del terminal receptor se integraron plenamente utilizando la plataforma del Sistema 800xA. Su capacidad para utilizar protocolos de comunicaciones diversos permite al software del System 800xA intercambiar datos sin problemas con equipos de terceros en el terminal receptor, mientras que el software de Vantage SCADA para la conducción de gas permite supervisar simultáneamente los sistemas de control central y de las estaciones.

Sistema de control del terminal receptor

En lo que respecta a las zonas de control, el sistema de automatización del terminal receptor se puede dividir en un sistema de control central y un sistema de control de muelles. Los sistemas de control central y de muelles contienen un conjunto de DCS, ESD y F&G. Los activos bajo el control central incluyen todos los dispositivos excepto los del muelle, es decir, el depósito de almacenamiento, el compresor, el recondensador y el vaporizador de bastidor abierto (ORV), que se calienta por agua de mar. El DCS es un importante sistema de automatización que se utiliza para

supervisar y controlar el flujo del proceso en el terminal receptor de GNL. Además, el sistema también se compone de dos partes independientes: el sistema ESD, diseñado para cerrar el terminal receptor, y el sistema de supervisión F&G, diseñado para detectar incendios y fugas de GNL o GN. El sistema ESD utiliza el sistema de control de seguridad de ABB con el nivel 3 de integridad de seguridad (SIL3). Cuando las perturbaciones de los procesos amenazan la seguridad personal, el entorno o los equipos, o bien existe la posibilidad de que causen pérdidas económicas importantes, el sistema ESD inicia la oportuna protección por bloqueo para evitar riesgos añadidos o un aumento de los accidentes. El sistema F&G utilizado fue el sistema de control de incendios y gases de ABB con SIL3. Este sistema detecta incendios y fugas de GNL y gases peligrosos, inicia una alarma, activa los sistemas de extinción de incendios cuando es necesario y toma medidas para aislar los equipos de producción.

Sistema de control de las conducciones de gas

El Vantage SCADA de ABB utilizado para supervisar y controlar las conducciones de gas se compone principalmente de los centros de control de expedición primario y de reserva, varios sistemas de control de estaciones para

Cuadro 4 El sistema DCS del terminal receptor está diseñado principalmente para:

- | | |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Proporcionar vigilancia en tiempo real de los procesos de producción, como presión, nivel del líquido, temperatura y flujo. 2. Mostrar dinámicamente el flujo de producción de la estación receptora, los principales parámetros del proceso y el estado de funcionamiento de los equipos. 3. Dar la alarma para las condiciones de funcionamiento anómalas, imprimir la alarma para su registro y almacenar los parámetros importantes. 4. Permitir la configuración y modificación en línea de los parámetros de control de procesos y llevar a cabo operaciones remotas en dispositivos tales como válvulas y bombas. 5. Vigilar la descarga, el almacenamiento y la gasificación del GNL, así como la exportación y mediciones del gas natural. 6. Mantener la comunicación en tiempo real con los siguientes sistemas para completar la gestión centralizada de la información de producción de toda la estación receptora: | <ul style="list-style-type: none"> ■ Sistema de adquisición de datos del depósito de almacenamiento de GNL ■ Compresor de gases de ebullición ■ Sistema de vigilancia de las vibraciones para las bombas del depósito y de alta presión ■ Sistema de control SCADA de conducciones de exportación ■ Sistema de atraque en muelle ■ Sistema de comunicaciones entre buque y costa ■ Sistema PMS ■ Analizador de gas natural ■ Sistema de control de carga de buques cisterna ■ Sistema de electrocloro ■ Sistema de agua de mar ■ Sistema de medición comercial ■ Sistema ESD ■ Sistema F&G |
|--|--|

las estaciones de salida y una estación de válvulas de control remoto. Cada estación de salida y de válvulas, con el centro de control, intercambia datos a través de las líneas de comunicación principal y de reserva, con lo que garantiza la fiabilidad y la seguridad de la comunicación de datos a través del sistema SCADA. El sistema SCADA es compatible con varios protocolos de comunicación, como TCP/IP MODBUS, OPC e IEC104²⁾.

Sistema integrado de expedición

El sistema SCADA realiza la adquisición y el control de datos de las estaciones de salida y controla a distancia las estaciones de válvulas de la conducción de gas. También adquiere los principales parámetros del proceso del terminal receptor, además de los datos suminis-

trados por el DCS, como el nivel de GNL en el depósito de almacenamiento y la cantidad de exportación asignada para la expedición en camiones. Estos datos se comunican por protocolos normalizados, como el protocolo OPC o TCP/IP MODBUS. Si se considera el DCS como una estación de salida del sistema SCADA, puede llevar a cabo una vigilancia en tiempo real de las operaciones de producción del terminal receptor y, por medio del servidor Web, permite a los usuarios de la intranet/Internet vigilar las condiciones de producción y funcionamiento del terminal receptor y de las conducciones de gas. Entretanto, el sistema SCADA puede recoger el plan diario, semanal, mensual y anual de distribución de gas a los usuarios siguientes y el plan de transporte para los buques de transporte de

GNL anteriores desde los servidores Web. Estos datos, junto con los que describen la cantidad de exportación de cada estación de salida, se transmiten al sistema DCS. Gracias a la protección por cortafuegos, los usuarios autorizados se pueden conectar al servidor Web por Internet para presentar y modificar el plan de designación de gas. La función de expedición combinada del sistema DCS realizará una transmisión de gas y una previsión de distribución de acuerdo con el nivel de líquido que quede en el depósito de almacena-

Nota a pie de página

²⁾ El protocolo MODBUS es una estructura de mensajería desarrollada por Modicon en 1979, utilizada para establecer la comunicación maestro-esclavo/cliente-servidor entre dispositivos inteligentes. TCP/IP: protocolo de control de transmisión/protocolo Internet. OPC: OLE para control de procesos.

Cuadro 5 Las características técnicas del sistema de control: System 800xA

El System 800xA de ABB es un potente sistema de control con una interfaz hombre-sistema sencilla y visualmente atractiva. Proporciona un entorno de ingeniería distribuido y flexible para diseño técnico, configuración de estrategias de control, diseño de diagramas de flujo, gestión de la información, optimización de recursos e integración de los equipos de campo.

Diseño funcional del diagrama de flujo

El diseño de diagramas de flujo del System 800xA permite al técnico seguir siendo un técnico y no un programador informático. La construcción automática de los diagramas de flujo hace que los proyectos sean sencillos y prácticos. Puesto que el diseño de los diagramas de flujo se basa en funciones, se puede completar un diseño sin necesidad de un conocimiento exhaustivo del controlador y de las E/S. Además, el System 800xA incluye funciones de control y calibración en línea.

Visualización de procesos

Aplicando los elementos y símbolos predefinidos en la amplia biblioteca de System 800xA, el usuario puede personalizar el diagrama de flujo interactivo. El sistema también admite bitmaps, fotografías y elementos de imagen de terceros.

Gestión de bus de campo

La gestión de bus de campo se compone de los protocolos de comunicaciones HART (transductor remoto direccionable de alta velocidad), Foundation Fieldbus y Profibus y proporciona a los técnicos una útil herra-

mienta de diseño de buses. Esta herramienta integra la topología de la red y los elementos de campo, como los parámetros de equipos, un plan para el programa de aplicación, una ejecución de prueba e informes de diagnóstico detallados.

Gestión de datos por lotes

La gestión de datos por lotes de System 800xA utiliza Microsoft Excel y complementos de Excel y permite la importación automática de datos externos, como lista de señales, nombre de etiqueta o documento. Puede exportar datos del sistema en cualquier momento para su verificación y modificación.

Generación y distribución de informes

El sistema System 800xA incluye funciones de informes flexibles y diversificadas. El formato del informe es conocido y fácil de usar. Esto no sólo cumple totalmente los requisitos de fábrica y documentos, sino que también puede actuar como una potente herramienta para la toma de decisiones y planificación del usuario, con rendimientos mejorables.

Conversión de datos perfecta

La estructura de datos y el funcionamiento definidos por los usuarios proporcionan potentes algoritmos y programas que se pueden utilizar reiteradamente. Sobre esta base, el usuario puede convertir los datos sin formato en información, como indicadores clave del rendimiento, propiedad de las materias primas y perfecto soporte de control. La estructura de datos también se puede utilizar para integrar los datos externos en el sistema.

Almacenamiento seguro y acceso a los datos históricos

La estructura de datos distribuida con tolerancia a fallos garantiza el almacenamiento y utilización fiables de los datos. El usuario tiene derechos de acceso limitado a dichos datos. Entretanto, estos datos se pueden almacenar fuera de línea. Los datos electrónicos satisfacen la demanda de la empresa y proporcionan una base fiable para la toma de decisiones.

Gestión y configuración integradas

La función incorporada de procesamiento de datos históricos está diseñada como configuración y gestión dentro del sistema. Esto permite la gestión de cambio de punto único y elimina el riesgo de necesitar la duplicación adicional de proyectos por falta de coherencia de las diversas bases de datos.

Garantiza una producción por lotes persistente y una calidad del producto y un ciclo de producción estables

El sistema de gestión por lotes System 800xA proporciona gestión, control de lotes y control de programas incomparables, y respeta las especificaciones, la seguridad y la fiabilidad del sector. En respuesta a las crecientes necesidades del producto, proporciona respuestas rápidas y controlables y reduce simultáneamente el coste de explotación y las interrupciones de la producción, con lo que logra una ventaja competitiva a largo plazo en el mercado.

Energía y medio ambiente

miento, el plan de transporte de GNL y el plan de distribución de gas a los usuarios siguientes, y expedirá y controlará la cantidad de exportación desde el terminal receptor de acuerdo con la presión de entrada de dicho terminal, las exportaciones a la conducción de gas y el inventario de la conducción de gas **4**.

En la lógica de control de expedición combinada, el controlador del DCS empieza por evaluar si la presión de exportación se mantiene dentro de los límites mínimo y máximo. Si la presión es demasiado alta (aproximadamente el 90% de la presión máxima de funcionamiento), el sistema realizará una operación de disminución de la exportación. Pero si esta presión supera la presión máxima de funcionamiento, el sistema ESD realizará una operación de parada de emergencia de la exportación. En cambio, si la presión es demasiado baja (aproximadamente el 110% de la presión mínima de funcionamiento), el sistema realizará una operación de aumento de la exportación. Si esta presión es menor que la presión mínima de funcionamiento, el sistema ESD realizará una operación de aumento de la exportación y emitirá una alarma.

El controlador del DCS calculará inmediatamente la diferencia entre la salida del terminal receptor y la salida total de las diversas estaciones de salida. Hará una estimación del inventario en la conducción de gas y determinará si la cantidad de exportación actual más el inventario pueden satisfacer la demanda durante las dos horas siguientes, teniendo en cuenta el plan de distribución de gas de las dos horas anteriores. Si la demanda estimada supera la cantidad de exportación prevista, el controlador del DCS realizará una operación de aumento de la exportación.

Cuando el sistema está determinando si debe realizar una operación de aumento o disminución de la exportación, empieza por comprobar si se ha producido alguna fluctuación importante en el consumo de gas en las dos últimas horas según el plan de distribución de gas. Si las fluctuaciones se encuentran dentro de la cantidad máxima de exportación para un conjunto de bombas de alta presión, sólo es necesario poner en marcha o detener estas bombas. Si la variación es mayor que la cantidad

máxima de exportación para este conjunto de bombas de alta presión, será necesario poner en marcha o detener dos conjuntos de bombas de alta presión o posiblemente tres, dependiendo del volumen de las fluctuaciones. Cuando se lleva a cabo una operación de aumento o disminución de la exportación, también es necesario ajustar en consecuencia el funcionamiento de otros equipos del proceso, como las bombas de baja presión y las bombas de agua de mar, para que coincidan con la cantidad de exportación revisada. Cuando el centro de control de motores (MCC), que incluye los controles de las bombas de baja presión, de alta presión y de agua de mar, no satisface la necesidad de la lógica de control, el controlador del DCS emitirá automáticamente una alarma para indicar al operador que cambie a procesamiento manual.

En lo que se refiere al plan de transporte de los buques de transporte de GNL, el sistema de expedición integrado determina si la reserva de GNL puede satisfacer la cantidad de exportación planificada de la conducción de gas durante el período que transcurre entre la predicción y la descarga desde el buque de transporte de GNL. Si la reserva de GNL no satisface dicha necesidad, el sistema emite una alarma para recordar al operario que ajuste el plan de consumo de gas mediante negociación con los usuarios siguientes. Además, el sistema también determina si hay espacio suficiente en el depósito de almacenamiento para alojar la descarga de GNL desde el buque. Si la capacidad del depósito es insuficiente, el sistema emite una alarma para recordar al operario que debe consultar con los usuarios posteriores para ajustar el plan de distribución de gas o aumentar la distribución de gas por otras vías (como el transporte en buques cisterna), a fin de que se pueda crear espacio suficiente en el depósito de almacenamiento para alojar el envío de GNL programado.

Sistema de control

La estructura del sistema de control se muestra en el **Cuadro 5**. El centro de control principal se comunica con el sistema de control en la estación receptora y en el centro de control de la estación de salida. El centro de control de la estación de salida supervisa varias estaciones de salida y alojamientos de

válvulas. El diseño garantiza que los servidores, los controladores y las redes son redundantes para que la seguridad del sistema esté garantizada.

Optimización

Desde el principio de su funcionamiento, el proyecto de GNL de Fujian ha recibido con éxito su primer envío de GNL. La solución optimizada de control puede ahorrar millones de dólares en el suministro mensual de GNL. Se ha transportado gas natural a estaciones tales como Putian, Hui'an, Quanzhou y Honglu, y los usuarios posteriores ya están utilizando el gas natural proporcionado por el proyecto de GNL de Fujian.

Al aprovechar al máximo la tecnología de control automático y procesamiento de la información para integrar los sistemas –diferentes pero asociados–, el proyecto de GNL de Fujian puede implantar de manera eficiente la expedición combinada de GNL a los usuarios. El SCADA y el System 800xA de ABB mejoran la eficiencia de funcionamiento de la expedición de producción, evitan errores de juicio en el funcionamiento y coordinan el control de la expedición combinada entre el terminal receptor de GNL y la conducción de gas, con lo que mejoran la amplia capacidad de la empresa en la producción, el funcionamiento y la gestión.

Zhimei Feng

ABB Process Automation
Pekín, China
zhimei.feng@cn.abb.com

Fei Wang

Xiaoxing Bi
Compañía CNOOC Fujian LNG
Fujian, China
wangfei@cnooc.com.cn
bixx@cnooc.com.cn

Otras lecturas recomendadas

Yudong, W. (2007). *The principle and process for natural gas conditioning (Principio y proceso de acondicionamiento del gas natural)*. China Petrochemical Press.
Kuichang, G. (2008). *The application and safety of liquefied natural gas (LNG) (Aplicación y seguridad del gas natural licuado (GNL))*. China Petrochemical Press.
Manual técnico del sistema System 800xA de ABB.
Manual técnico de versión del SCADA de ABB.

Recuperar la confianza

Recuperación de líneas de suministro eléctrico basada en centros de control y en la acción a pie de obra

James Stoupis, Zhenyuan Wang, Fang Yang, Vaibhav Donde, Fahrudin Mekic, William Peterson

Las condiciones meteorológicas extremas (e incluso no tan extremas) pueden sembrar el caos en los sistemas de transmisión y distribución de las compañías eléctricas. La rapidez y eficacia con que se lleven a cabo las reparaciones necesarias depende en gran medida del tipo de sistemas de apoyo a la decisión o de las herramientas de que se dispone en la compañía de distribución.

El procedimiento clásico para restablecer el servicio, es decir, un sistema de llamadas de averías y el envío de equipos de personal, puede exigir varias horas. En los últimos años, las compañías han desarrollado dispositivos automáticos de conmutación de líneas con comunicaciones, tales como reenganchadores e interruptores automáticos con dispositivos electrónicos inteligentes (IED) para las aplicaciones de protección y control y, en consecuencia, han mejorado considerablemente la duración de los cortes de suministro y la fiabilidad de los sistemas. La información que proporcionan los IED ha hecho relativamente fácil la localización e identificación y el aislamiento de los fallos. Pero la recuperación automática del suministro es otra cuestión.

ABB ha desarrollado dos modelos complementarios de recuperación del suministro eléctrico que constituyen básicamente soluciones de autodetección y autorreparación de las redes de distribución.

Transmisión y distribución

Tradicionalmente, las compañías eléctricas emplean el sistema de llamadas de averías para detectar los cortes de suministro; es decir, los clientes informan cuando se les presenta un corte de suministro. Entonces, el centro de control del sistema de distribución destaca a la zona un equipo de mantenimiento, donde investigan la localización de la avería antes de disponer diversos planes de conmutación para llevar a cabo su aislamiento y la recuperación del suministro. Este procedimiento puede exigir varias horas, dependiendo de la rapidez con que los clientes informen del corte y el equipo de mantenimiento localice el punto de la avería.

A lo largo de los años han continuado aumentando las exigencias a las compañías, que se han visto obligadas a implantar redes menos pasivas (de lo que eran tradicionalmente) y más activas o adaptables dinámicamente.

Redes capaces de pensar por sí mismas

Algunas compañías eléctricas llaman Smart Grids (redes inteligentes) a sistemas de suministro de energía eléctrica que mejoran la fiabilidad y la eficacia de la red, anticipándose y respondiendo automáticamente a las perturbaciones en el sistema. Para implantar un sistema de redes con autonomía en el nivel de los sistemas de distribución de energía eléctrica se han probado diversas tecnologías de automatización en las áreas de medida, protección y control de los sistemas. Entre dichas tecnologías, la recuperación automática del suministro es una parte importante del complejo de red autónoma.

En su aproximación al concepto de red inteligente, las compañías han desplegado en los últimos años dispositivos para la conmutación de líneas de suministro, tales como reenganchadores e interruptores automáticos provistos de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) para las aplicaciones de protección y control. Las capacidades automáticas de los IED, tales como las funciones de medición, vigilancia, control y comunicaciones, hacen factible la puesta en servicio de métodos automáticos de identificación y aislamiento de averías y recuperación del suministro.

Los datos de los IED se transmiten hasta un ordenador de subestación o un centro de control y, según la información

recibida, es relativamente fácil determinar la localización e identificación de la avería y su aislamiento. En consecuencia, se ha mejorado considerablemente la duración del corte del suministro y la fiabilidad del sistema.

Si bien la identificación y el aislamiento de averías pueden ser ahora relativamente fáciles, la recuperación automática del suministro puede constituir una tarea difícil. Se ha dedicado mucho esfuerzo a abordar esta tarea, que comprende la consideración de las limitaciones operativas, el equilibrado de cargas y otros aspectos prácticos.

Como consecuencia de su propio esfuerzo de investigación, ABB ha desarrollado dos modelos complementarios de control de la recuperación del suministro: uno basado en la acción a pie de obra y otro basado en un centro de control. Ambos modelos conducen a un análisis de conmutación para la recuperación (RSA) a fin de conseguir el restablecimiento del suministro por alimentación cruzada; esto consiste en que las zonas en buen estado que se han quedado sin suministro, lo reciban de fuentes próximas por medio de sus dispositivos de conmutación en sus límites de conexión. Sin embargo, el modelo basado en la acción a pie de obra emplea un ordenador de subestación, el COM600, para ejecutar el RSA, en tanto que el que depende de un centro de control utiliza el sistema de gestión de cortes de suministro DMS-Network Manager.

El modelo basado en la acción a pie de obra

En el modelo basado en la acción a pie de obra, el ordenador de subestación (el COM600), soporta el motor RSA y se utiliza para comunicar con los IED de las líneas de suministro. Asimismo, actúa como un controlador de lógica programable (SoftPLC) que envía comandos de control a los IED basándose en la secuencia de conmutación para la recuperación generada desde el motor RSA. El motor RSA del COM600 tiene un modelo simple de red de distribución que incluye los componentes principales de las líneas de suministro: fuentes tales como los transformadores de las subestaciones de distribución; dispositivos de conmutación, es decir, "interruptores" que actúan a fin de seccionar partes de la red, interruptores de carga, interruptores automáticos y reengancha-

dores; y cargas. Utiliza un algoritmo basado en el rastreo de las redes a fin de determinar una configuración de red posterior a la recuperación que cumpla los requisitos siguientes:

- La red debe ser radial.
- No debe haber ninguna irregularidad de corriente en ningún componente de la red.
- No debe haber ninguna irregularidad de tensión en ningún nodo de la red.

Por lo tanto, la secuencia de conmutación para la recuperación se genera "on line" de acuerdo con la condición de la red previa a la avería, no mediante reglas preprogramadas, usualmente "off line".

La capacidad de una posible fuente de alimentación cruzada puede ser limitada, y en ciertos casos es posible que se precisen varias fuentes de ese tipo para conseguir una solución de recuperación factible. En el ámbito de este artículo, si una fuente puede proporcionar la energía precisa para la recuperación por un solo camino para una zona de carga que se encuentre fuera de servicio, la recuperación se denomina "de un solo camino." En otro caso, puede que haya que dividir la zona de carga que se encuentra fuera de servicio en dos o más zonas de carga que se alimenten de forma cruzada, configuración denominada "recuperación de camino múltiple". En ambos tipos de recuperación puede que haya que repartir la carga en caso de que la capacidad de las fuentes de alimentación cruzada o de carga de los componentes no sea suficiente.

El algoritmo del motor RSA se inicia con una búsqueda de un interruptor de aislamiento de alimentación cruzada, que se lleva a cabo en la estructura ramificada de la red anterior a la avería con el interruptor/reenganchador disparado como elemento raíz. La búsqueda se lleva a cabo por la estructura ramificada para localizar el interruptor situado lo más adelante posible después de la corriente de fallo. Este interruptor se denomina ahora interruptor de aislamiento "forward-feed". La búsqueda prosigue después hasta la primera capa de interruptores situados por delante, que se denominan interruptores de aislamiento "back-feed". El algoritmo aplica posteriormente numerosos pasos iterativos:

- Identificación de todos los nodos de carga multiconectados (conocidos

también como “nodos T”) por medio del rastreo de la red.

- Determinación de si se puede lograr una recuperación de un solo camino con una sola fuente. Si no se puede conseguir una recuperación de un solo camino, el algoritmo prosigue buscando otros interruptores en la red a fin de obtener una recuperación de camino múltiple.

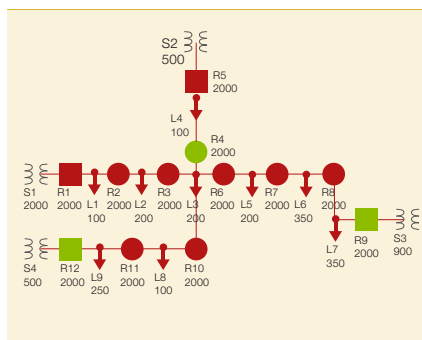
En este último caso, el algoritmo trata de obtener la mejor reconfiguración. En ciertos casos, se debe dividir la red en dos subredes a fin de recuperar todas las posibles cargas no afectadas, cambiando uno o más de los interruptores de enlace normalmente abiertos a otras localizaciones de dispositivos de conmutación. En otros casos, no se pueden restablecer todas las cargas no afectadas, incluso aunque se cambien las localizaciones de los interruptores de enlace. En 1 y 2 se muestran unas salidas típicas del motor RSA. En 1a, se utiliza una recuperación completa con un solo camino donde hay que aislar una avería en el nodo T, L3, abriendo el interruptor de aislamiento “forward-feed” R3, y dos interruptores de aislamiento “back-feed”, R6 y R10¹⁾. Ambas fuentes “back-feed”, S3 y S4, tienen suficiente capacidad para recoger la carga que está fuera de servicio en su correspondiente camino de recuperación, pudiéndose cerrar cada interruptor de enlace, R9 y R12, para conseguir la recuperación. La topología del circuito posterior a la recuperación se muestra en 1b. 2a presenta un ejemplo de recuperación de camino múltiple, donde hay que aislar una avería en un

nodo de carga, L1, mediante un interruptor de aislamiento forward-feed, R1, y un interruptor de aislamiento “back-feed”, R2²⁾. En este ejemplo, ninguna de las fuentes “back-feed”, S2-S5, puede hacerse cargo tras el aislamiento de la avería completamente de todas las cargas que no se hubieran visto sido afectadas. Aquí el algoritmo divide la red en dos partes mediante la apertura de R13, y se recupera la carga fuera de servicio cerrando R8 y R11 (desde S3 y S4). La topología del circuito posterior a la recuperación se muestra en 2b. Se validó la operación del modelo basado en el modelo de la acción a pie

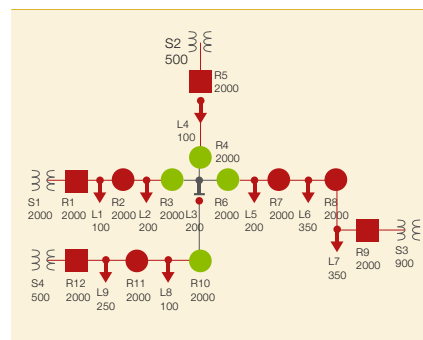
de obra empleando un ejemplo de un sistema de distribución para demostración que incluye tres fuentes, cinco interruptores y tres cargas 3. Ejecutando el algoritmo en un COM600 para controlar 5 IED, la demostración muestra cómo se tratan situaciones de recuperación de un solo camino y de varios caminos. Por ejemplo, puesto que ninguna de las capacidades de fuente dadas en las fuentes S2 y S3 basta para recuperar la suma de las cargas L2 y L3, una avería en la carga L1 hace que se abra R3, lo que a su vez divide la red fuera de servicio compuesta por L2, R3 y L3 3b. Los dos interruptores R4 y R5 se cierran para

1 Ejemplo de restablecimiento del suministro con un solo conducto

a Topología normal

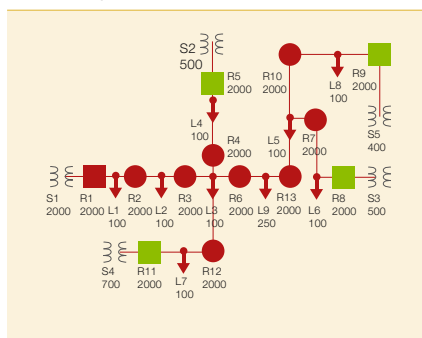


b Topología posterior al restablecimiento

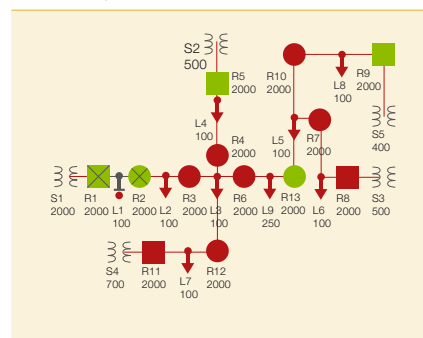


2 Ejemplo de restablecimiento del suministro con varios conductos

a Topología normal



b Topología posterior al restablecimiento



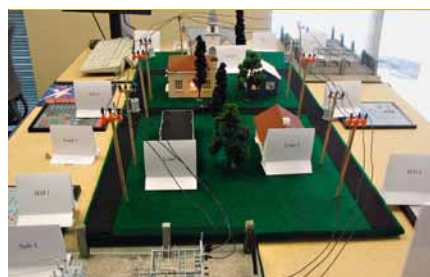
Notas a pie de página

¹⁾ Normalmente, un interruptor automático de línea de suministro no actúa como interruptor de enlace. En este ejemplo, se emplean con esta misión para ilustrar el concepto.

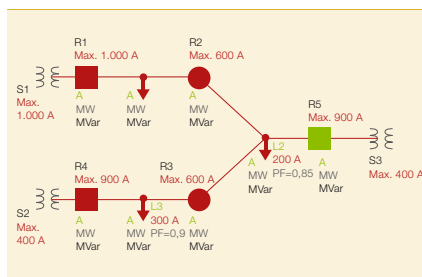
²⁾ En este caso, no se requiere una recuperación hacia delante.

3 Circuito de demostración

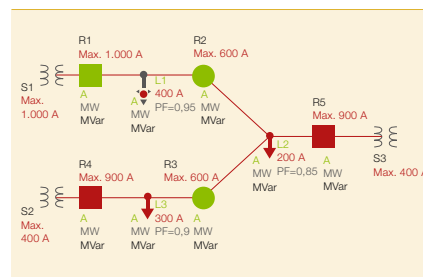
a Circuito físico



b Funcionamiento normal



c Funcionamiento posterior al restablecimiento del suministro



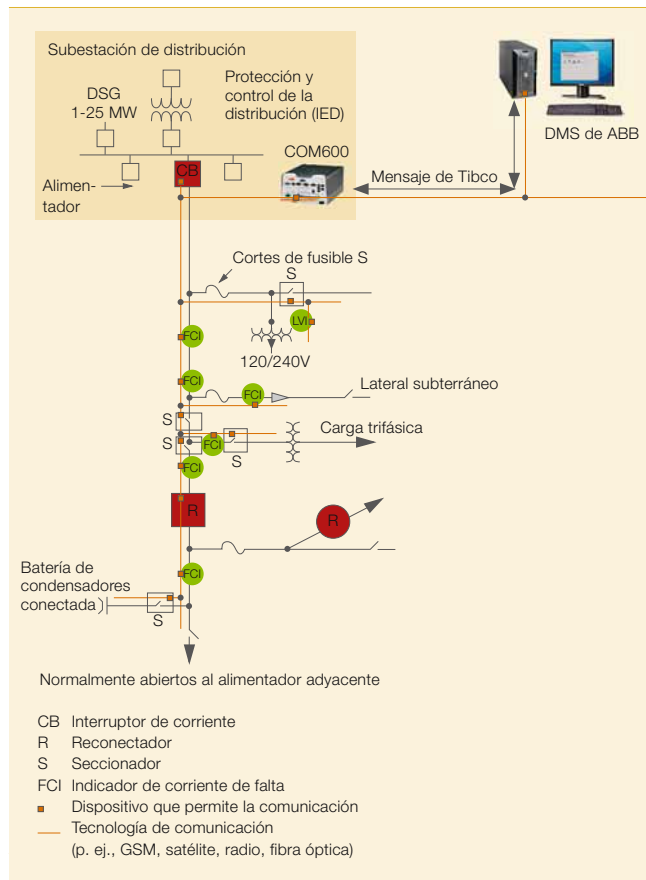
Transmisión y distribución

recuperar el suministro a las cargas fuera de servicio [3c].

Modelo basado en un centro de control

En un modelo basado en centro de control se utiliza el ordenador de subestación COM600 como pasarela para transmitir los datos de los IED, que se encuentran a pie de obra, al sistema de gestión de cortes de suministro del centro de control e, inversamente, para transmitir los comandos de control del centro de control a los IED que se encuentran a pie de obra. El COM600 utiliza en primer lugar protocolos aceptados por la industria, tales como IEC61850, DNP3 y Modbus, para conseguir los datos necesarios de cada uno de los IED de las líneas, y posteriormente analiza dichos datos para detectar si se ha producido una avería en el sistema. En el caso de que haya alguna avería, el COM600 envía esta información al DMS-Network Manager por medio de métodos patentados empleando un sistema de mensajes en tiempo real. Cuando el DMS-Network Manager recibe los datos, los analiza, determina la localización de la avería y posteriormente ejecuta el RSA para determinar la forma de aislamiento adecuada y las acciones de conmutación para la recuperación que habría que adoptar. Después, el DMS-

4 Arquitectura de alto nivel para la automatización del alimentador integrado y el DMS (sistema de gestión distribuida)

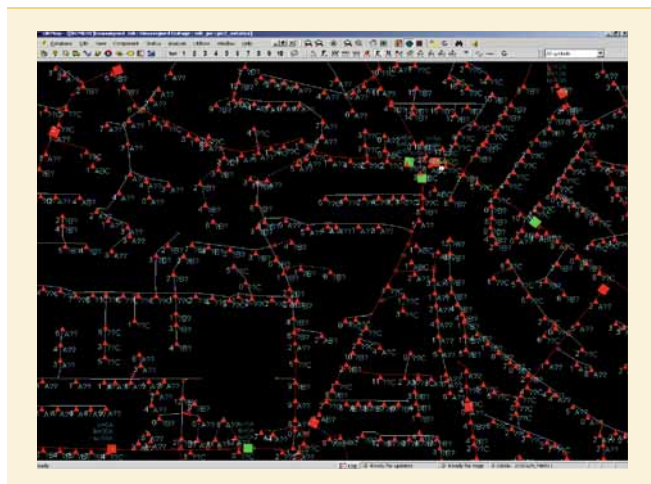


Network Manager envía al COM600 los comandos de control de conmutación, bien de forma automática, bien después de una acción de autorización del operario, según se haya preseleccionado en la aplicación DMS del centro de control. En 4 se muestra la arquitectura de sistema de alto nivel de este modelo.

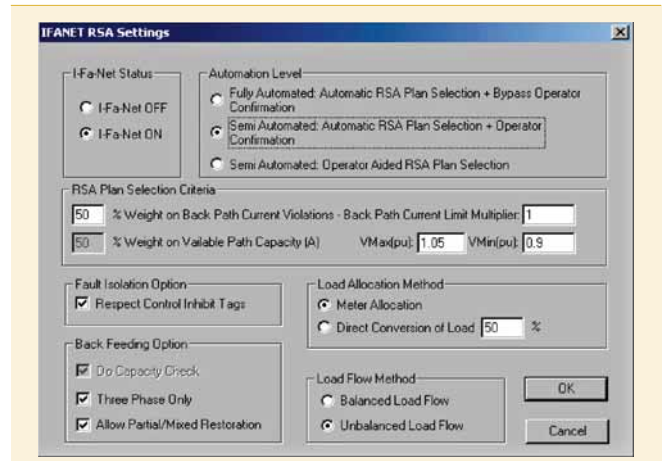
DMS-Network Manager es el sistema de gestión de cortes de suministro y llamadas de avería de ABB. Incluye el modelo de red (que se almacena usualmente en una base de datos Oracle) de todo el sistema de distribución de la compañía, desde los componentes de las subestaciones hasta los transformadores de servicio al usuario. En 5 se muestra la interfaz de operario del centro de control de un sistema típico de distribución residencial, modelizado en DMS-Network Manager. Los trazos continuos representan las líneas de transporte aéreas, y los de puntos, las enterradas. Los rectángulos representan reancladores o interruptores, correspondiendo los de color rojo a aparatos normalmente cerrados y los verdes a los normalmente abiertos (es decir, posibles caminos de recuperación). Los triángulos rojos representan transformadores de servicio.

Desde siempre, cuando los clientes sufren un corte de energía llaman al sistema de contestador automático de la compañía, que introduce los datos del corte de suministro en el DMS-Network Manager. Estos datos aparecen en la interfaz del operario. A medida que van entrando más llamadas, el DMS-Network Manager trata de determinar la causa del corte, por ejemplo, si se activó un dispositivo

5 Interfaz de operario (OrMap) para DMS-Network Manager



6 Interfaz de operario para el restablecimiento del suministro basado en el centro del control



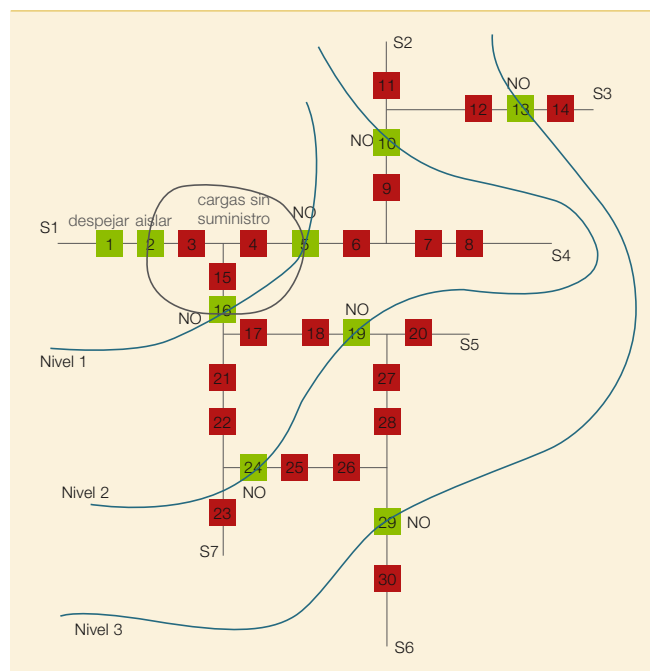
de conmutación o un fusible para solucionar una avería o si falló un transformador u otro tipo de componente. El operario emplea entonces la interfaz y la salida de la función RSA del DMS-Network Manager para coordinar el aislamiento y la recuperación de la línea enviando equipos que lleven a cabo las operaciones de conmutación.

Con el modelo de recuperación basado en centro de control, el COM600 detectará el corte basándose en los eventos de red detectados por los IED e informará automáticamente al DMS-Network Manager. Cuando el DMS-Network Manager reciba esta información, ejecutará el RSA para el área afectada por el corte y generará modelos de recuperación del suministro, que también se denominan planes de conmutación para recuperación (RSP). La decisión de si se envía un RSP al COM600 para su ejecución inmediata tras el RSA se basa en las preferencias del operario: la aplicación de la interfaz de operario [6] permite tres tipos de control de recuperación:

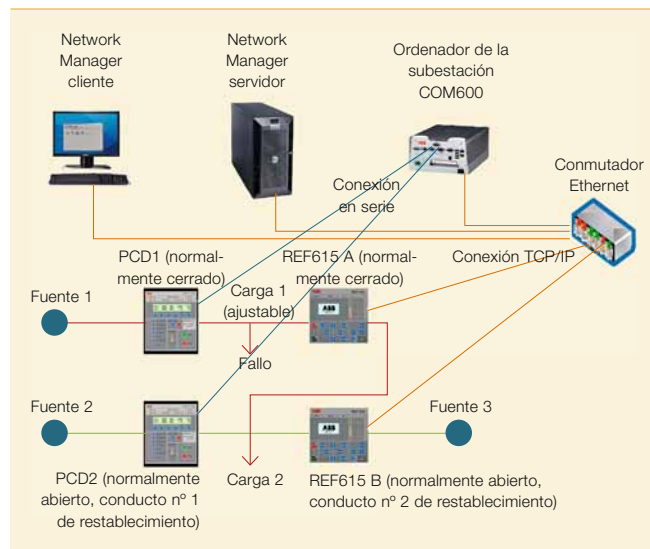
- Un control totalmente automático en que el operario no participa en el proceso de ejecución del RSP.
- La ejecución del RSP que depende de la confirmación del operario mediante una sola pulsación.
- La selección y ejecución del RSP guiada por el operario.

El RSA se basa en el modelo detallado de la red y su análisis del flujo desequilibrado de carga para asegurarse de que la situación de la red posterior a la recuperación no incluye ninguna irregularidad de corriente o tensión. El RSA incluye un algoritmo de génesis y rastreo del árbol de la topología de la red, permitiendo de esa forma considerar condiciones de la red con carga ligera o grande. Si la situación de carga de la red es ligera, basta con una recuperación por un solo camino. Si la carga de la red es grande, o bien se requiere una recuperación de

7 El concepto de análisis de conmutación y restablecimiento (RSA) multinivel



8 Diagrama de conexiones para el prototipo de restablecimiento del suministro basado en el centro del control



camino múltiple o bien hay que emplear un RSA multicapa.

El concepto de RSA multicapa se puede explicar en [7], donde los cuadrados verdes representan interruptores de enlace o interruptores para eliminación/aislamiento de averías. Los interruptores de enlace que limitan una zona de carga sin servicio reciben la denominación de primera capa de interruptores para la recuperación. Las capas siguientes se van nombrando de forma secuencial (es decir, segunda capa, tercera capa).

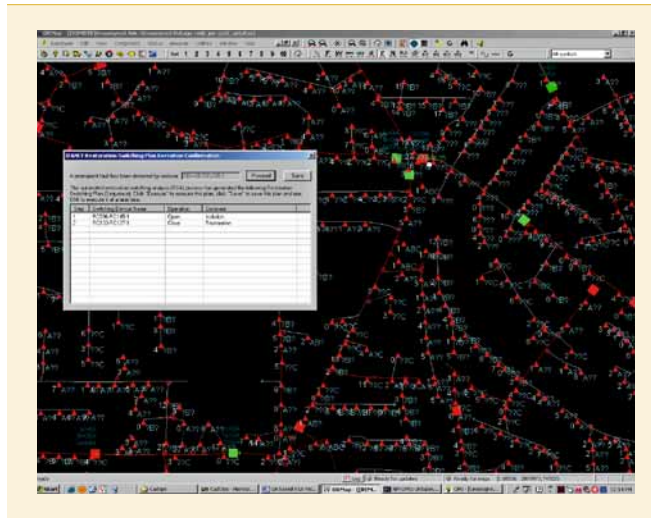
En condiciones de cargas muy grandes, puede no bastar con el cierre de los interruptores de recuperación de la primera capa para satisfacer los requisitos de alimentación de las cargas que no reciben servicio. De esta forma, puede precisarse la transferencia de cargas desde la zona comprendida entre las capas primera y segunda a la comprendida entre la segunda y la tercera. ABB ha desarrollado un método basado en un algoritmo genético para resolver el problema.

ABB ha desarrollado y validado en laboratorio un modelo basado en un centro de control y ha construido un demostrador para presentar el concepto [8]. Se ha configurado un servidor DMS-Network Manager para almacenar un ejemplo de modelo de red y un ordenador portátil cliente DMS-Network Manager para acceder al modelo y presentarlo. Estos ordenadores, junto con el de subestación COM600 y los dos IED de distribución REF615, se comunican entre sí por TCP/IP a través de una conmutación Ethernet. Los dos controladores de reenganchador PCD se comunican con el protocolo Modbus por medio de conexiones en serie con el COM600.

En [8], Carga 1, la carga ajustable, es una bombilla controlada por un interruptor de atenuación que se ajusta con un mando a distancia. La Carga 2 es fija, es decir, se trata de una bombilla sin interruptor de atenuación. Se simula una avería en la Carga 1 pulsando un botón en el mando a distancia del interruptor de gradación, aumentando de esa forma el nivel de carga (iluminación de la bombilla) desde el nivel de media carga al de carga total del interruptor. Esta acción provoca una avería y fuerza el paso de PCD1 a la posición de bloqueo siguiendo una secuencia de cierre: su ajuste de captación de sobrecorriente se encuentra entre el nivel de carga anterior a la avería (ajuste de media carga) y

Transmisión y distribución

9 Pantalla de la interfaz de operario (OrMap) del DMS-Network Manager para aislamiento y recuperación semiautomáticos

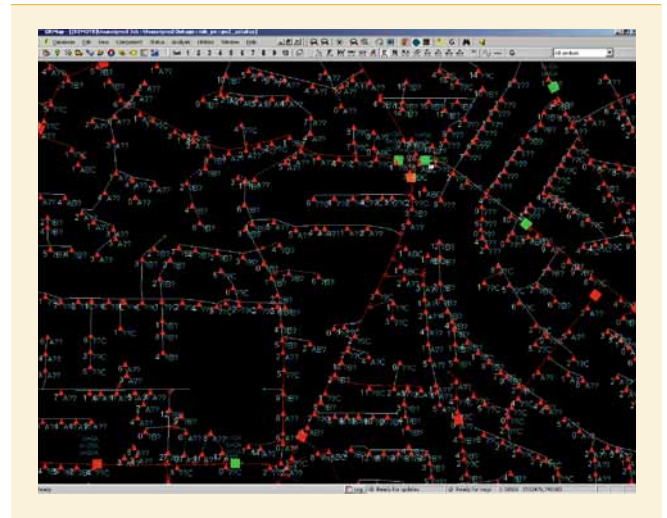


el de carga para la situación de avería (ajuste de carga completa). Cuando se bloquea PCD1, esta acción dispara la detección de averías en el COM600. Cuando se haya detectado la avería, se le notifica al DMS-Network Manager y se ejecuta automáticamente el RSA para determinar todos los caminos de recuperación. El ajuste del RSA determinará si las acciones de aislamiento y recuperación se harán de forma totalmente automática, semiautomática con confirmación del operario mediante una simple pulsación o semiautomática con confirmación del operario que es el encargado de seleccionar el camino para la recuperación. En los dos primeros casos, el RSA determina automáticamente la recuperación óptima. En el último, el operario selec-

ciona "manualmente" el camino óptimo analizando los datos de salida del RSA, tales como capacidad admisible, niveles de carga y datos de violación del flujo de carga. En 9 y 10 se muestran las interfaces de operario del DMS-Network Manager para las modalidades de aislamiento semiautomático y recuperación con confirmación mediante una sola pulsación del operario. Se ha presentado este demostrador en varias conferencias en 2009, incluyendo las DistribuTech, ABB Automation & Power World 11 y FERC Expo Day.

Redes de distribución autorreparables
ABB está desarrollando de forma activa nuevas tecnologías de redes, especialmente en las áreas de aplicación de automatización de la distribución, la

10 Pantalla de la interfaz de operario (OrMap) del DMS-Network Manager después de la recuperación del suministro



automatización de líneas de alimentación y el control de la distribución. Los modelos de recuperación de suministro basados en la acción a pie de obra y en un centro de control no son sino dos ejemplos de estos desarrollos. Estas tecnologías proporcionan una solución para redes de distribución con autodetección y autorreparación, lo que reduce en gran manera el tiempo de corte de suministro para el cliente y aumenta la fiabilidad del servicio.

James Stoupis
Zhenyuan Wang
Fang Yang

Vaibhav Donde
ABB US Corporate Research Center
Raleigh, NC, Estados Unidos
james.stoupis@us.abb.com
zhenyuan.wang@us.abb.com
fang.yang@us.abb.com
vaibhav.d.donde@us.abb.com

Fahrudin Mekic
ABB Medium Voltage Products
Allentown, PA, Estados Unidos
fahrudin.mekic@us.abb.com

William Peterson
ABB Power Systems Network Management
Raleigh, NC, Estados Unidos
william.peterson@us.abb.com

11 El demostrador en la conferencia patrocinada por ABB "El mundo de la automatización y la potencia en 2009" celebrada en Orlando



Referencias

- [1] Wang, Z., et al. (julio 2009). A Deterministic Analysis Method for Back-feed Power Restoration of Distribution Networks, IEEE General Meeting, Calgary, Alberta.

Una potencia que marca una diferencia

HVDC Light® puede suministrar 1.100 MW

Björn Jacobson, Marc Jeroense

Nuestro apetito de energía eléctrica parece no tener límites, y se prevé que se duplique en los próximos 40 años. Esta fuerte demanda de electricidad tiene un coste para el medio ambiente, tanto en la generación como en el transporte. Una parte cada vez mayor de la nueva producción de energía eléctrica procede de fuentes renovables, frecuentemente situadas en áreas aisladas. Desde mediados del
llamado HVDC (high-voltage direct current
para el transporte de energía eléctrica,
nativa que limite algunos de los
ya existentes. Con los sistemas
electricidad en CC por tierra, a
de cable de polímeros fuertes y
se pueden utilizar cables sub-
Los convertidores HVDC Light
porte eléctrico con propieda-
dad para el arranque sin ener-

decenio de 1990, ABB desarrolla un nuevo sistema,
= corriente continua de alta tensión) Light®,
con el fin de disponer de una nueva alter-
inconvenientes propios de los sistemas
HVDC Light es posible transportar
grandes distancias, con sistemas
fáciles de instalar. De forma similar,
marinos para atravesar los mares.
enriquecen las redes de trans-
des tales como una mejor capaci-
gía externa (black start).



Transmisión y distribución

En nuestro mundo urbanizado, cada vez quedan menos sitios para tender nuevas líneas eléctricas. Además, el aumento de las fuentes de energía renovables, como la solar, la eólica y las centrales hidroeléctricas remotas, exigen mucho de la red eléctrica. A menudo, la red es endeble en las regiones alejadas donde se suele generar la electricidad. En la actualidad son comunes las fuentes de energía renovable, dado que se contemplan como una solución al problema creciente del CO₂. Las nuevas iniciativas de protección climática y de comercio de la energía han llevado inevitablemente a nuevas exigencias para los sistemas de transporte. La tecnología HVDC Light® aporta una nueva alternativa para construir los vitales refuerzos que precisan las redes.

Transporte masivo de energía eléctrica

HVDC permite el transporte de electricidad a grandes distancias con pérdidas pequeñas. El sistema HVDC se utiliza para cables submarinos y para el transporte de grandes cantidades de energía a grandes distancias. ABB ha estado en primera línea de este desarrollo desde el decenio de 1930 y dispone de un dilatado historial de proyectos logrados de HVDC, desde los primeros convertidores de 12 impulsos en Gotland de 1954 hasta los grandes sistemas que se construyen actualmente en China, que pueden transportar hasta 6.400 MW de potencia a 2.000 km desde las grandes centrales hidroeléctricas del oeste de China hasta la China meridional y oriental **1**.

Conversión de la energía eléctrica

La energía eléctrica se genera en una central en forma de CA y se suministra al consumidor también como CA. El transporte en HVDC precisa convertidores en cada extremo de la línea para convertir la CA en CC (mediante rectificadores) y la CC en CA (mediante inversores). La conversión se realiza empleando tiristores en el sistema HVDC clásico y transistores en el sistema HVDC Light.

HVDC Light

ABB es el único proveedor con una experiencia operativa de más de 10 años con estos sistemas de transporte de convertidores de fuente de tensión (VSC). El primer proyecto HVDC Light fue el sistema de transporte experimental de 10 kV de Hällsjön-Grängesberg, finalizado en 1997. Desde entonces se han construido muchas estaciones de convertidores que continúan funcionando perfectamente en manos de clientes satisfechos.

El transporte VSC se puede conectar a redes muy endebles, e incluso a redes sin fuentes de energía adicionales. Estabiliza la tensión mediante la inyección o la absorción (según se precise) de energía reactiva, y permite controlar en el punto de conexión la corriente y la tensión de forma simultánea e independiente. En el HVDC clásico (que emplea convertidores basados en tiristores en vez de transistores), el control independiente de la potencia activa y de la tensión de la red no es implícito, lo que exige otros equipos. Además, con el

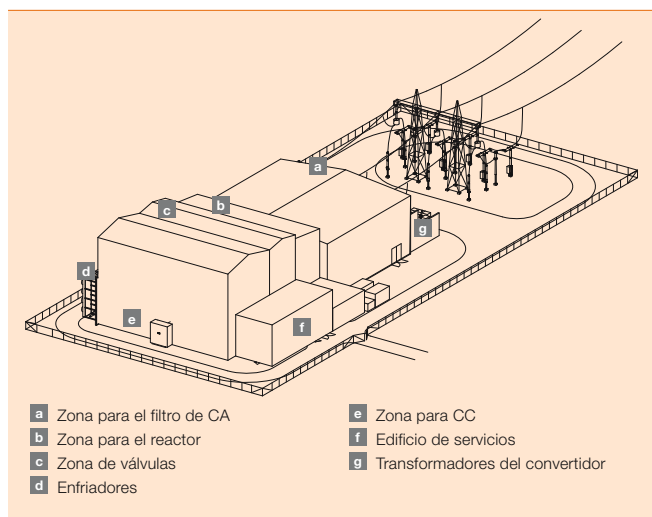
transporte VSC se puede invertir la circulación de la energía sin cambiar la polaridad de la tensión, una posibilidad que no existe en el HVDC clásico. En su lugar, la inversión del flujo de energía se consigue invirtiendo la dirección de la corriente. Esa propiedad presenta un gran interés, ya que la inversión de la polaridad puede provocar una elevada carga por campo eléctrico en el sistema de cables.

Los cables HVDC Light se configuran como un par bipolar básico: un cable con polaridad positiva, el otro con polaridad negativa. Haciendo trabajar los cables con corrientes antiparalelas, el campo magnético global de los cables queda casi eliminado, lo que constituye otro aspecto positivo de esta tecnología. Mediante el desarrollo coordinado de los convertidores, los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) y los sistemas de cable HVDC Light, la transmisión VSC puede crear una tensión sincronizada para un parque completo de turbinas eólicas y puede suponer una alternativa a las líneas de transporte de alta tensión (400 kV y 500 kV de CA). La filosofía del diseño que se utiliza para mejorar los niveles de tensión HVDC Light ha sido una de las prudentes ampliaciones de los niveles de tensión existentes **2**. Se han llevado a cabo pruebas exigentes según la recomendación Cigré¹⁾. Las pruebas con prototi-

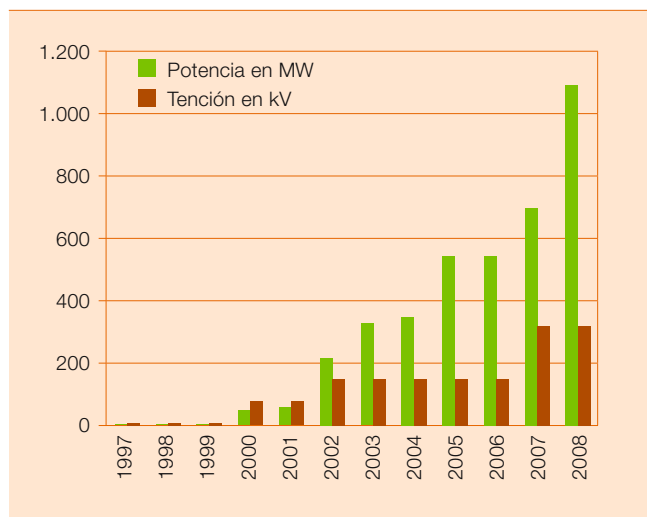
Nota a pie de página

¹⁾ Cigré es un organismo no gubernamental creado en 1921 para proporcionar directrices relacionadas con la planificación y la explotación de sistemas de energía eléctrica.

1 Estación de convertidor 1.100 MW: la disposición de la estación en este ejemplo cubre 160 m x 70 m dentro del perímetro



2 Evolución histórica del aumento de la tensión en HVDC



pos, de aislamiento de alta tensión y de componentes se han efectuado en ABB y en otros laboratorios. Se han probado los componentes críticos en un circuito exclusivo de conmutación de alta tensión especialmente construido para ello. Los cálculos, las simulaciones y las pruebas operativas de cada componente efectuadas a plena potencia se han verificado mediante medidas realizadas a pie de obra. De hecho, con más de 1.500 km de cables HVDC Light instalados y más de 28.000 IGBT funcionando en 29 convertidores (o en 22 estaciones de convertidor), ABB se ha ganado una reputación en el transporte eficaz y fiable de la energía eléctrica mediante la tecnología HVDC Light **Cuadro**.

Transistores especializados

ABB fabrica todos los IGBT para HVDC Light; el mayor de ellos tiene una corriente de desconexión máxima de 4.000 A en funcionamiento normal y puede soportar unos 18 kA en condiciones de cortocircuito **3**. Estos datos corresponden a una capacidad de unos 1.800 A en CC cuando se contemplan los márgenes de seguridad.

Sistema de control

El sistema de control MACH2™ está informatizado y es rápido. La duración del ciclo de los bucles internos de control es de 100 µs. El sistema guarda el histórico del estado de los convertidores y de los equipos conectados y los protege contra las sobrecargas de intensidad o tensión. El control incluye una regulación interna rápida de la intensidad y de la tensión de CC en las válvulas. Los circuitos de protección más rápidos actúan en 10 µs para proteger las válvulas. Las principales funciones de MACH2 incluyen el control de potencia y tensión. Los controles de frecuencia y de energía reactiva se pueden utilizar alternativamente para controlar el sistema. Se puede controlar la potencia activa fijándola a un determinado nivel, o dejando que la frecuencia de la red determine la necesidad de potencia (es lo que se llama modo automático). De la

misma forma, se puede fijar la potencia reactiva o permitir que varíe en función de la tensión de la red (lo que se denomina modo de control por tensión). También, sobre pedido, se puede disponer de distintos tipos de funciones de amortiguación, por ejemplo, amortiguación de la interacción torsional subsíncrona entre la red y los generadores. HVDC Light puede ayudar a amortiguar esas oscilaciones, protegiendo de esa forma los generadores frente a vibraciones que pueden ser peligrosas.

Nuevas posibilidades con HVDC Light

Con la introducción de las estaciones HVDC Light y de los cables extruidos con aislamiento de polímeros se está ampliando el mercado clásico de las interconexiones con cables HVDC, por ejemplo para enlaces submarinos de gran longitud, y se están desarrollando nuevas oportunidades impulsadas por el mercado. Esto incluye aplicaciones

marinas, tales como las conexiones de las plataformas petrolíferas a las redes de energía eléctrica continentales y el transporte de la energía generada en parques eólicos marinos. Puesto que los cables HVDC Light no presentan campos magnéticos alternos ni eléctricos externos y se pueden enterrar, los nuevos sistemas de transporte de energía eléctrica que utilizan esa tecnología tienen una gran aceptación. Su pequeña visibilidad exterior, junto con una instalación rápida y relativamente discreta, contribuye a ofrecer unos procesos de autorización más rápidos y un tiempo reducido de realización del proyecto. Las pequeñas dimensiones del sistema de cables y el procedimiento simplificado para su instalación con un menor número de juntas por kilómetro, unido a la duración del cableado subterráneo, hacen muy rentable la instalación y el mantenimiento. En un sistema de transporte HVDC Light, una parte importante del coste se encuentra en los equipos

de conversión. Además, la capacidad de transporte no disminuye al aumentar la distancia, como ocurre en una línea de CA. Esto hace que el sistema HVDC Light sea más rentable cuando aumenta la distancia de transporte. Las condiciones locales pueden variar mucho, pero en los casos estudiados se ha demostrado que para distancias superiores a 200 km el HVDC Light puede suponer una alternativa atractiva a las líneas aéreas de capacidad similar, incluso desde un punto de vista económico.

Cables extruidos y cables impregnados en masa

Los cables aislados con papel impregnado en masa (MI) también se pueden utilizar para HVDC Light, como se ha hecho en el proyecto Valhall. Ambos tipos de cables, con aislamiento de polímeros y MI, se han empleado en el mar, pero por ahora se prefieren los cables MI para las tensiones más elevadas (400 a 500 kV de CC). En tierra se prefieren los cables de polímeros, porque su empalme e instalación son fáciles y rápidos **4**.

Cuadro Amplia experiencia en instalaciones de HVDC Light y compensación estática (SVC) de la var (Voltios-amperios reactivos)

Proyecto	Número de convertidores	Año de funcionamiento
1 Hällsjön	2	1997
2 Hagfors (SVC)	1	1999
3 Gotland	2	1999
4 Directlink	6	2000
5 Tjæreborg	2	2002
6 Eagle Pass	2	2000
7 Moselstahlwerke (SVC)	1	2000
8 Cross Sound Cable	2	2002
9 Murraylink	2	2002
10 Polarit (SVC)	1	2002
11 Evron (SVC)	1	2003
12 Troll A	4	2005
13 Holly (SVC)	1	2004
14 Estlink	2	2006
15 Ameristeel (SVC)	1	2006
16 ZPSS (SVC)	1	2006
17 Mesnay (SVC)	1	2008
18 BorWin 1 (Nord E.ON 1)	2	2009
19 Martham (SVC)	1	2009
20 Liepajas (SVC)	1	2009
21 Siam Yamato (SVC)	1	2009
22 Caprivi Link	2	2010
23 Valhall	2	2010
24 Liepajas Metalurgs (SVC)	1	2010
25 Danieli – GHC2 (SVC)	1	2011
26 Danieli – UNI Steel (SVC)	1	2011
27 EWIP	2	2012

Los proyectos 1 al 18 ya están instalados; los 19 a 23 están pedidos y se están fabricando, pero todavía no se han puesto en servicio.

Transmisión y distribución

3 Válvulas IGBT, el corazón del convertidor



Cables y líneas aéreas

Los cables no siempre representan una verdadera alternativa, por ejemplo en terrenos montañosos, donde es difícil el acceso de camiones y excavadoras. En ciertos lugares, las líneas aéreas se traducen en costes considerablemente menores. En estas situaciones, se puede emplear HVDC Light con líneas aéreas. Un ejemplo es el Caprivi Link de Namibia, que se está construyendo con líneas aéreas que cubren 970 km de terreno accidentado, y que se espera que esté operativo a finales de 2009. Cuando se utilizan líneas aéreas en HVDC, la potencia por línea puede ser mayor que en la correspondiente línea de CA, especialmente para líneas de gran longitud; esto hace que se precisen menos líneas de transporte para llevar la potencia

requerida y, por lo tanto, que haya que resolver menos cuestiones de derechos de paso. Incluso es posible combinar las líneas aéreas con los cables. Por ello, puesto que la línea está abierta a la atmósfera, hay que proteger el cable de las sobretensiones producidas por rayos mediante descargadores de rayos y protección electrónica.

La CA no es adecuada para el transporte por cable de potencias elevadas a grandes distancias

La CA oscila a 50 ó 60 ciclos por segundo (frecuencias de 50/60 Hz) independientemente de que se trate de extra alta tensión, alta tensión, media tensión o baja tensión. Para cada ciclo, el cable de CA se carga y descarga a la tensión del sistema. Esta corriente de carga aumenta con la longitud del cable. Para una determinada longitud, la corriente de carga del cable se hace tan grande que no queda remanente para disponer de potencia útil. Por supuesto, mucho antes de que se produzca esto, el cable de CA ha dejado de ser económico. El problema aumenta con la tensión. Esto limita los valores nominales de longitudes y tensiones para los cables de CA. Para distancias cortas, pueden ser muy útiles, pero no para el transporte a distancia de potencias considerables. Por el contrario, el cable de CC no precisa una corriente de carga de esas características. En el cable de CC toda la corriente es utilizable.

4 Los cables para HVDC Light son de tipo polimérico extruido



- a Conductor de aluminio
- b Polímero resistente
- c Polímero aislante
- d Polímero resistente exterior
- e Funda
- f Protección contra humedad
- g Protección mecánica

El transporte mediante HVDC Light llega a su mayoría de edad

Con los potentes IGBT y los delgados sistemas de cable de alta tecnología de ABB, la tecnología HVDC Light se

encuentra ahora en una posición en la que se puede usar como parte integral e importante de los sistemas de transporte por todo el mundo. El término "Light" se aplica ahora a la facilidad de su utilización, y no a su falta de fortaleza. Su fiabilidad se ha demostrado y asegurado gracias a la abundante experiencia acumulada en muchas instalaciones realizadas sobre el terreno.

Los técnicos de ABB siguen extendiendo las fronteras de la tecnología. Tensión, intensidad, potencia, superficie ocupada y rendimiento son algunos de los parámetros fundamentales que se están mejorando continuamente. A largo plazo, también puede pensarse en un recubrimiento de red de CC sobre la red de CA para aumentar su capacidad sin perder estabilidad y sin requerir más líneas aéreas. Todavía hay que resolver diversas cuestiones en las redes de CC, en particular, las corrientes de ruptura de CC; sin embargo, una red de CC podría ser la mejor solución para llevar y distribuir energía sostenible obtenida del sol, el viento y el agua, reduciendo de esa forma las emisiones de CO₂. En general, los elementos fundamentales que están en continuo desarrollo incluyen IGBT, sistemas de cables y hardware y software para sistemas de control.

Potencia cambiante

El HVDC Light ha alcanzado unos hitos importantes y se encuentra ahora disponible a un nivel de potencia de 1.000 MW. Esto crea una nueva alternativa para el transporte con cables enterrados de CC, pues lleva la energía eléctrica a grandes distancias. También se ofrecen nuevas posibilidades, como el refuerzo de redes ya existentes, la alimentación de cargas aisladas como las instalaciones marinas y la conducción de energía eléctrica desde fuentes lejanas sostenibles hasta donde vive y trabaja la gente.

Björn Jacobson

ABB Power Systems
Ludvika, Suecia
bjorn.jacobson@se.abb.com

Marc Jeroense

ABB Power Systems
Karlskrona, Suecia
marc.jeroense@se.abb.com

Equilibrio de poder

Las redes de transporte con inteligencia están incorporando HVDC Light®

Jiuping Pan, Reynaldo Nuqui, Bertil Berggren, Stefan Thorburn, Björn Jacobson

¿Se ha preguntado alguna vez cómo se las arreglan los funambulistas para mantener el equilibrio sobre un cable delgado? Estos artistas no sólo deben mantener su propio equilibrio, sino que deben tener en cuenta que sus movimientos provocan el movimiento del cable sobre el que se encuentran. Una forma de abordar esta dificultad es moverse muy lentamente para que las oscilaciones no superen nunca un cierto nivel crítico. Un método más avanzado sería que el acróbata tuviese en cuenta realmente estos movimientos para utilizarlos o contrarrestarlos, manteniéndolos bajo control, para moverse más y más rápidamente. Las reacciones más flexibles del acróbata permiten una utilización más completa de la dinámica global del sistema.

A primera vista, esto no parece tener mucho que ver con la explotación de una red. Sin embargo, las redes pueden también presentar importantes problemas de estabilidad que es preciso abordar. El método clásico, como en el caso del equilibrista sobre el cable, ha sido mantener las cargas por debajo de ciertos niveles fijados para evitar el riesgo de inestabilidad. La liberalización de los mercados eléctricos y el aumento de fuentes renovables están obligando a transportar a mayores distancias y exigiendo una mejor controlabilidad de las redes. Con HVDC Light®, ABB ha presentado una tecnología que no solamente puede mejorar la capacidad de transporte, sino también amortiguar de forma activa las oscilaciones y mejorar la estabilidad.

Transmisión y distribución

Anteriormente, la mayoría de las redes estaban configuradas para suministrar energía desde las centrales de generación a puntos de consumo cercanos. Las centrales eléctricas se encontraban por ello cerca de las ciudades importantes, lo que se reflejaba en la infraestructura de las redes. Actualmente, cada vez se genera más energía eléctrica más lejos y se transporta a mayores distancias. Este cambio está motivado por varias exigencias. Una de ellas es el mayor empleo de energías renovables, que se suelen generar en lugares remotos. Otra es la liberalización creciente de los mercados energéticos, lo que favorece el empleo de instalaciones que generan energía con el menor aumento de costes. Así, las redes de alta tensión soportan cada vez más transporte a larga distancia, y las compañías buscan la forma de disminuir los obstáculos hasta las fuentes energéticas remotas.

Como las redes de alta tensión se utilizan cada vez más de una forma para la que no estaban diseñadas, determinados corredores tienen que soportar más potencia y trabajan más próximos a sus límites que nunca. En el caso de la energía procedente de fuentes renovables, la dificultad es mayor por la naturaleza intermitente e impredecible de la producción. Por eso se están buscando nuevas tecnologías que atiendan estas

demandas mientras mantienen la controlabilidad y la estabilidad.

Esto significa que el flujo “natural” de energía por la red, gobernado por las leyes físicas, se está modificando por agentes económicos. Además de los criterios de fiabilidad, el desarrollo de futuras infraestructuras de transporte debe también tener en cuenta limitaciones medioambientales y requisitos de eficiencia energética.

La inclusión de sistemas avanzados HVDC Light en las redes regionales de transporte está abriendo nuevas posibilidades que mejoran la explotación con redes inteligentes, ya que su despliegue mejora la seguridad y el rendimiento merced a su controlabilidad implícita.

Infraestructuras inadecuadas

Debido a la creciente congestión, las redes de transporte no siempre facilitan adecuadamente el intercambio económico de energía entre mercados adyacentes o el uso óptimo de los recursos generados. Se produce congestión cuando la circulación de energía real o prevista por corredores de transporte críticos se ve restringida a niveles inferiores a los deseados, por la capacidad física o por limitaciones de seguridad. Cuando dichas restricciones limitan el suministro de energía eléctrica desde las fuentes de generación más deseables a los centros de consumo, las compañías

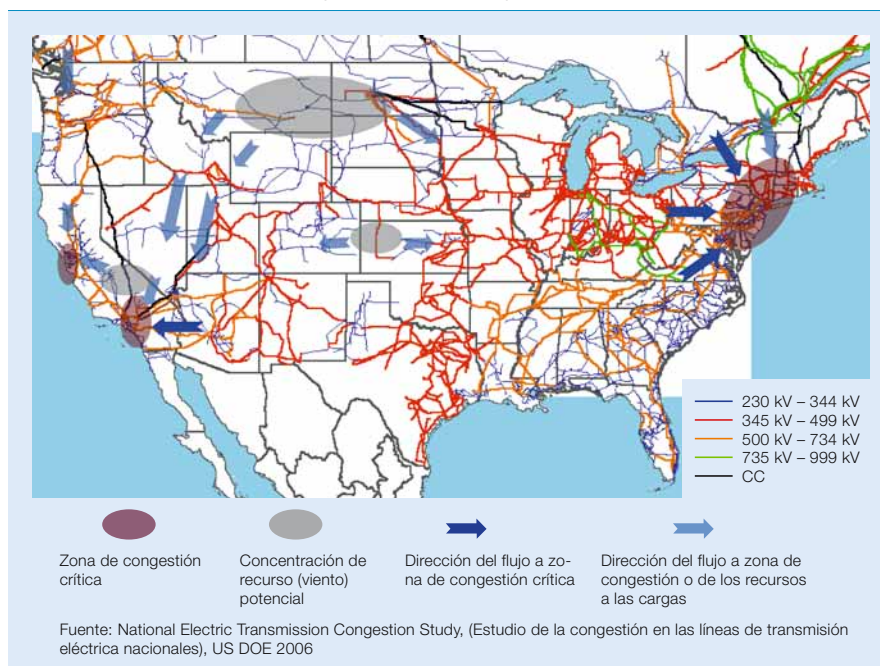
que operan las redes deben apelar a fuentes de generación más caras o menos eficientes.

Además de eso, las redes de energía van integrando cada vez más fuentes de gran tamaño de energías renovables. El uso creciente de esas fuentes intermitentes, combinado con las débiles interconexiones entre sistemas en aquellas áreas en que se halla normalmente este tipo de generación, presenta nuevas dificultades que deben superarse en la gestión de las redes eléctricas. Con varios gigavatios de parques eólicos situados mar adentro en fase de planificación avanzada, especialmente en Europa, es necesaria una capacidad de transporte fiable y sólida hasta la costa. En Estados Unidos, se ha admitido que el transporte es la principal barrera para una expansión importante de la energía eólica y para alcanzar el objetivo de que proporcione el 20 por ciento de la producción eléctrica nacional en 2025 ¹. Así, la mejora de un sistema de transporte atrasado es un componente clave para un futuro de energías renovables.

Una alternativa sólida y económica

El aumento de la capacidad de suministro de energía eléctrica mediante la incorporación de líneas clásicas de CA se está convirtiendo en un reto en las redes malladas de CA fuertemente cargadas. Una limitación importante para añadir esa capacidad es el requisito de neutralizar el impacto medioambiental (lo que suele hacer imposible la ampliación de las redes aéreas). Las opciones de ampliación de las líneas de CA, tanto aéreas como enterradas, suelen verse aún más limitadas por los problemas de inestabilidad de tensión o de transitorios, el peligro de los mayores niveles de cortocircuitos, las respuestas de las redes y la preocupación por la presencia de flujos paralelos inadmisibles en la red. Otra cuestión es el coste de los derechos de paso en las zonas urbanas para las nuevas líneas de transporte. Además, hay una gran demanda de transporte controlable que permita gestionar eficazmente las configuraciones de flujos variables y acomodar fuentes intermitentes de generación ². Desde su presentación en 1997, HVDC Light¹⁾ se presenta cada vez más como una solu-

¹ En los Estados Unidos se ha reconocido que la congestión en las líneas de transmisión es lo que más frena una expansión significativa de la energía eólica



Nota a pie de página

¹⁾ HVDC Light® es el nombre comercial del producto ABB para un sistema de transporte HVDC que emplea convertidores de fuente de tensión.

ción atractiva para alcanzar las mejoras precisas de capacidad de transporte e integración fiable de energías renovables a gran escala, al tiempo que se cumplen los estrictos requisitos medioambientales y técnicos.

Tecnología HVDC Light

La tecnología HVDC Light se basa en convertidores de fuente de tensión (VSC) que emplean transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) [1]. Los convertidores emplean configuraciones de conmutación con modulación de amplitud de impulsos de alta frecuencia (PWM) y así controlan la energía activa y reactiva, de forma rápida e independiente una de otra. Los sistemas HVDC Light transportan la energía eléctrica a grandes distancias, bajo tierra y agua. Ofrece numerosas ventajas medioambientales, entre ellas la “invisibilidad” de las líneas eléctricas, campos electromagnéticos neutros o estáticos, cables sin aceite y estaciones convertidoras compactas. Los márgenes de potencia de HVDC Light han mejorado rápidamente

[3]. En los márgenes superiores, la tecnología alcanza en la actualidad 1.200 MVA en las configuraciones de tipo monopolar simétrico con cables. La potencia puede aumentarse hasta 2.400 MVA en sistemas bipolares con líneas aéreas [2]. Una característica atractiva de HVDC Light es que la dirección de la potencia se cambia con la dirección de la corriente y no con la polaridad de la tensión de CC. Esto hace más fácil construir un sistema HVDC Light con terminales múltiples. Estos terminales se pueden conectar a distintos puntos de una red de CA o a distintas redes de CA. Los sistemas HVDC Light multiterminal resultantes pueden presentar topologías radial, en anillo o en malla [4].

Mejora del transporte inteligente

HVDC Light es ideal para aplicaciones integradas en redes malladas de CA. Sus características propias incluyen el control flexible del flujo de energía y la posibilidad de proporcionar apoyo dinámico de tensión a las redes de CA vecinas. Junto con estrategias de control

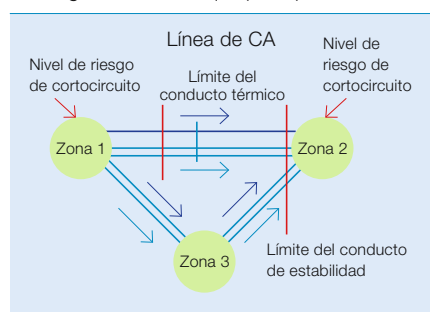
avanzadas, pueden mejorar mucho las operaciones de transporte inteligente con mejor estado estacionario y comportamiento dinámico de la red [3].

Mejora de las interconexiones regionales

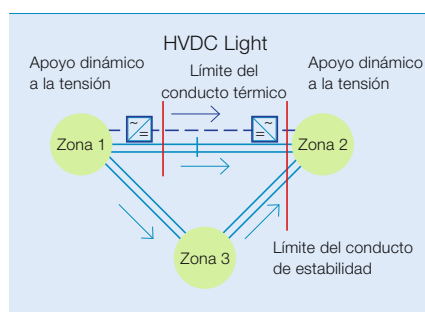
En condiciones normales de funcionamiento, se puede programar el flujo de energía de los sistemas HVDC Light basándose en consideraciones económicas y de seguridad del sistema. Además, se pueden enviar en tiempo real los flujos de energía a los enlaces de CC. Esta alta controlabilidad del flujo de energía permite a los explotadores de las redes utilizar recursos de generación más económicos y menos contaminantes, efectuar transacciones bilaterales favorables y ejecutar estrategias efectivas de tratamiento de la congestión. Además, se pueden explotar los sistemas HVDC Light como instalaciones de transporte comerciales de forma similar

2 HVDC Light mejora la capacidad de control de las redes

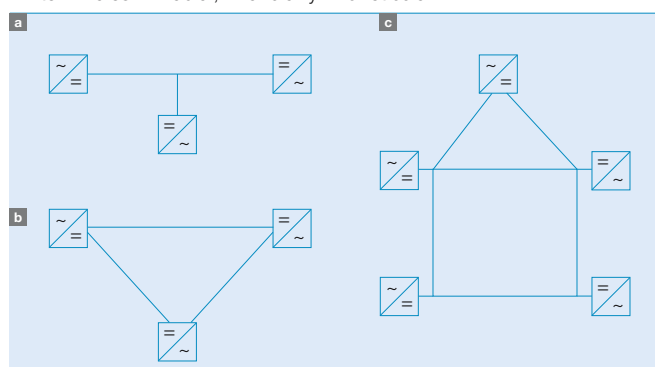
a Un enlace adicional de CA entre la Zona 1 y la Zona 2 reduce parte de la carga, pero no puede liberar completamente de la sobrecarga al conducto que pasa por la Zona 3



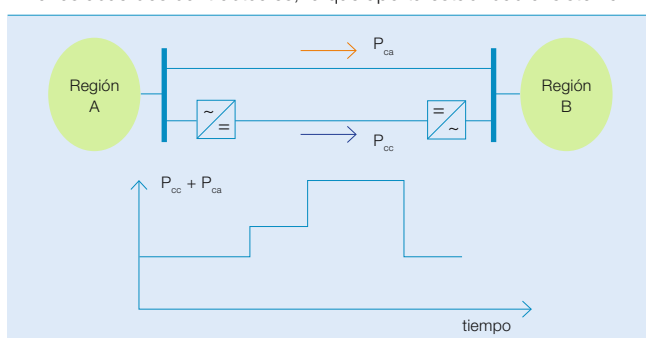
b La capacidad de control del enlace de HVDC permite transportar la carga deseada, lo cual descarga las otras líneas



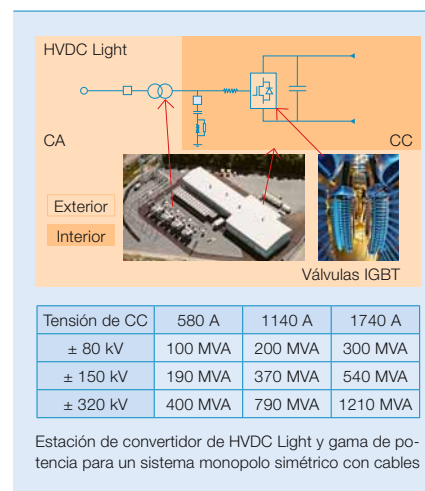
4 Configuración flexible de los sistemas de HVDC Light con varias terminales: a radial, b anular y c reticular



5 Al controlar rigurosamente el flujo de potencia en un enlace de HVDC Light los flujos de potencia regionales pueden gestionarse conforme a los acuerdos contractuales, lo que aporta estabilidad al sistema



3 Estación de convertidor de HVDC Light y gama de potencia para un sistema monopolo simétrico con cables



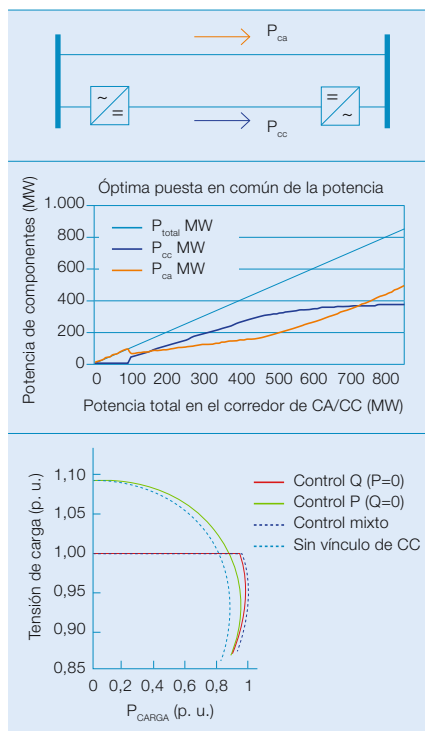
Transmisión y distribución

a los generadores comerciales. El control preciso del flujo de energía a través de un sistema HVDC Light según acuerdos contractuales simplifica el establecimiento de precios del transporte de la energía y la facturación y evita flujos no deseados [5].

Mejora de la utilización global de los corredores

A menudo, la capacidad de las líneas de CA con un corredor de transporte no se puede utilizar completamente a causa

- Un enlace de HVDC Light paralelo a un enlace de CA puede controlar el corredor híbrido de CA/CC resultante, y optimizar la eficiencia del transporte y la utilización de la capacidad del corredor



de limitaciones de la estabilidad de la tensión o los transitorios. Una gran ventaja de HVDC Light es que la incorporación de un enlace de ese tipo en paralelo a las líneas de CA no solo aumenta la capacidad de transporte, sino que, como se ha demostrado en algunos estudios, este aumento supera la capacidad nominal del sistema HVDC Light. Esta mejora se debe al control efectivo de la amortiguación y al apoyo dinámico de tensión a las líneas de CA paralelas [4]. Además, puede aplicarse un principio de reparto óptimo de potencia en una amplia gama de niveles de transporte de energía para minimizar las pérdidas totales de energía del corredor híbrido CA/CC. Dependiendo de las condiciones de trabajo del corredor híbrido CA/CC, puede cambiarse la prioridad del control del sistema HVDC Light de la minimización de pérdidas a la maximización de la potencia transportada. Esta estrategia de control adaptativo consigue un equilibrio deseable entre la eficiencia del transporte de energía y la utilización de la capacidad del corredor [6].

Integración de parques eólicos marinos

HVDC Light permite un uso eficiente de los cables terrestres o submarinos a grandes distancias para integrar parques eólicos de gran tamaño en redes de transporte comerciales [8]. Las características principales del transporte con HVDC Light para la evacuación de la energía producida en estos parques son:

- HVDC Light cumple totalmente el código de red.
- Los generadores de turbina eólica ya no tienen que diseñarse para satisfacer el código de red. Así, su optimiza-

ción se centra en el coste, el rendimiento y la solidez.

- Un sistema HVDC Light separa el parque eólico de la red de CA. Las averías en la red de CA no producirán sobrecargas ni perturbaciones en las turbinas eólicas, y las de los parques eólicos no afectarán a la red de CA.
- HVDC Light proporciona control de la tensión y la frecuencia, y permite emular la inercia deseada para mejorar la estabilidad de la red de CA.

Comportamiento con perturbaciones importantes

Los sistemas integrados HVDC Light mejoran eficazmente las prestaciones globales de la red cuando se presentan perturbaciones importantes y después de ellas. Pueden incorporarse diversas funciones avanzadas de control de aplicaciones para abordar distintos transitorios y problemas que se presentan después de las perturbaciones [7].

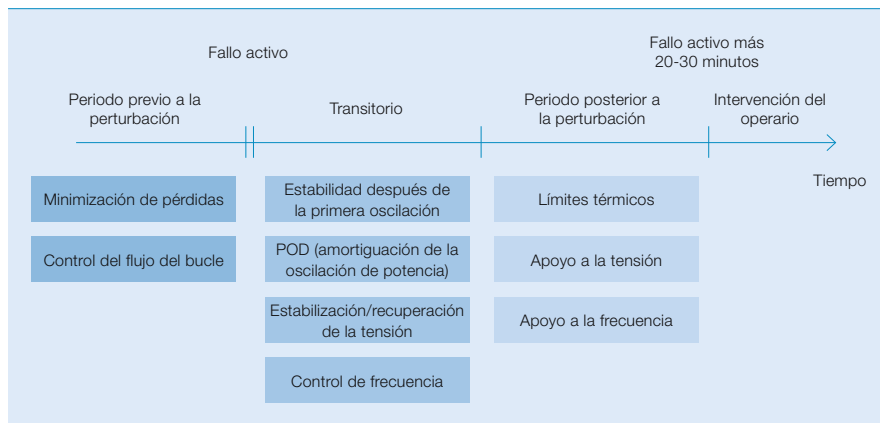
Estabilidad después de la primera oscilación

Si una perturbación grave amenaza la estabilidad de transporte del sistema, HVDC Light ayuda a mantener un funcionamiento sincronizado de la red mediante funciones de control retrógradas o anterógradas. Durante la fase de avería, puede suministrarse potencia retardante suficiente gracias a la inversión inmediata de la potencia de HVDC Light para limitar la aceleración del rotor. También puede mejorarse la estabilidad de transitorios mediante el control de los convertidores HVDC Light, para proporcionar corriente reactiva suplementaria y apoyo de tensión después de la solución de la avería.

Amortiguación de las oscilaciones de potencia

HVDC Light proporciona una amortigua-

- El sistema HVDC Light ofrece unas funciones de control avanzadas



- HVDC Light permite la integración óptima de parques eólicos de gran tamaño en redes de transporte comerciales



ción eficaz que alivia las oscilaciones electromecánicas mediante la modulación de la potencia activa y reactiva. Se puede utilizar una señal de realimentación, por ejemplo la medición del flujo de energía activa, como entrada para un modelo de control de amortiguación suplementario. Alternativamente, la característica tipo SVC²⁾ de las estaciones convertidoras se emplea para efectuar la amortiguación con la inyección de señales moduladas de tensión en el circuito de control de la tensión del convertidor. Lógicamente, pueden modularse al tiempo P y Q para conseguir un medio más eficaz de amortiguar las oscilaciones. HVDC Light amortigua los modos de oscilación locales e interáreas ⁹.

Estabilidad y apoyo de tensión

Se puede emplear un sistema HVDC Light de diversas formas para mejorar la estabilidad de la tensión. Si se hace trabajar el convertidor como un SVC o un STATCOM³⁾ durante una avería y después de ella, se mejora la estabilización de la tensión y se minimizan sus variaciones. Esto ayuda considerablemente a la recuperación de los sistemas de energía después de una perturbación y disminuye el impacto sobre cargas sensibles. HVDC Light proporciona contramedidas para los mecanismos de transitorios y de inestabilidad de tensión a más largo plazo. La rápida modulación de la potencia reactiva proporciona

apoyo dinámico de var para la estabilidad de tensión de transitorios. En el caso de inestabilidades a más largo plazo, en las que entran en juego los conmutadores de tomas y las respuestas del sistema de excitación, HVDC Light ayuda a prevenir el colapso de la tensión por medio de una modulación P y Q gradual, incluyendo la reducción del transporte de energía activa para aumentar la capacidad de energía reactiva en las estaciones terminales ¹⁰.

Control y apoyo a la frecuencia

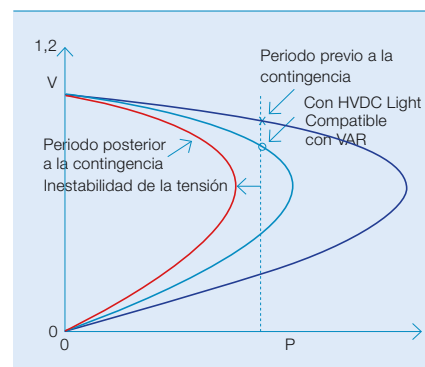
Si el rectificador y el inversor están conectados a dos sistemas de energía eléctrica no sincronizados, uno de los sistemas puede ayudar a la estabilización de la frecuencia del otro empleando la función de modulación. En este modo de control, el sistema HVDC Light aporta o retira una contribución al pedido de potencia programado, proporcional a la desviación de la frecuencia. Igualmente puede utilizarse el apoyo a la frecuencia para acelerar la recuperación de sistemas aislados después de una caída del sistema. HVDC Light proporciona la potencia activa de refuerzo requerida para ayudar al control de la frecuencia en una isla próxima. Al mismo tiempo, actúa como una carga adicional para la otra isla y permite el arranque a tiempo de sus generadores. El control y el apoyo de frecuencia de HVDC Light pueden coordinarse con los procedi-

mientos existentes de reparto de carga a subfrecuencia para limitar el descenso de la frecuencia durante una perturbación importante en el sistema.

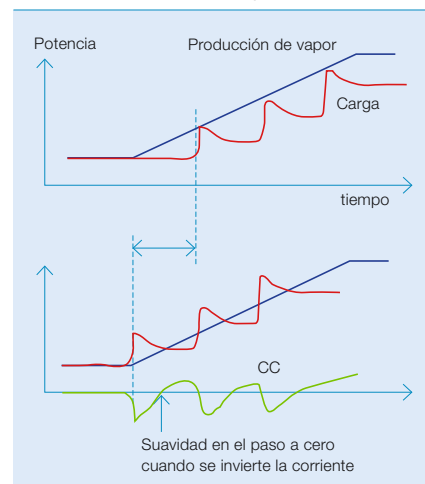
Función de arranque sin energía externa

HVDC Light ayuda en la reentrada en servicio sin energía externa o recuperación de la red. Las características principales son una puesta en servicio rápida, sin que se requiera una capacidad de cortocircuito de la red, capacidad de funcionamiento en el modo "SVC-mode" puro para controlar la tensión y puede ayudar a la estabilidad de la frecuencia durante la recuperación. En una central eléctrica, se suele incrementar la producción de vapor antes de conectar la carga para poder superar los fenómenos propios de la aplicación de carga en frío⁴⁾. Sin embargo, si se dispone de potencia a distancia y un control exclusivo de HVDC Light, el proceso de recuperación de la red mejora considerablemente y se

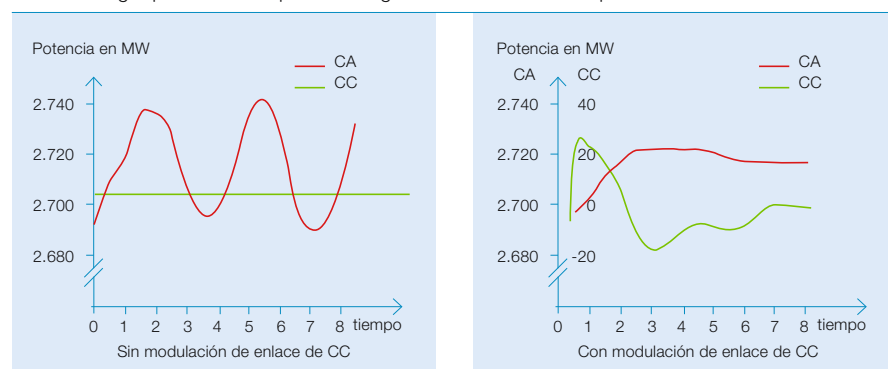
¹⁰ La capacidad de HVDC Light para modular la potencia reactiva mantiene la estabilidad de la tensión después de la perturbación



¹¹ El sistema HVDC Light ayuda a restaurar la red después de un apagón



⁹ HVDC Light puede usarse para amortiguar las oscilaciones de potencia



Notas a pie de página

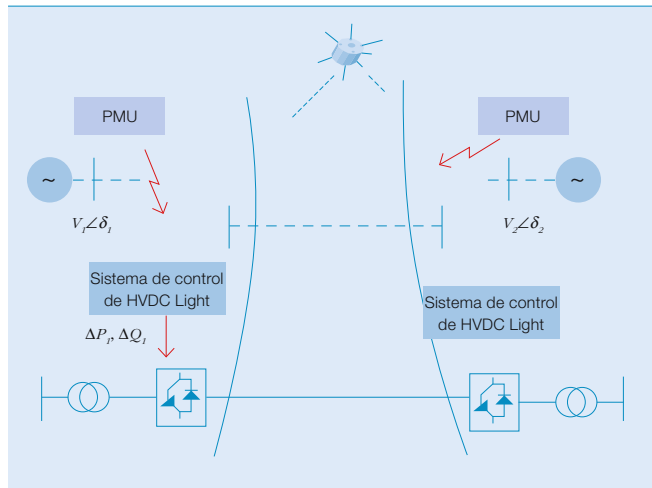
²⁾ SVC: compensador estático de var; dispositivo formado generalmente por condensadores conmutados con tiristores y filtros armónicos que se usa para inyectar o absorber energía reactiva para mejorar la estabilidad de la tensión.

³⁾ STATCOM: compensador síncrono estático; dispositivo similar por su función a un SVC pero que se basa en inversores de fuente de tensión.

⁴⁾ Aplicación de la carga en frío es el fenómeno que se produce cuando al restablecer el suministro de energía eléctrica después de un corte prolongado, se encuentra a menudo que la carga es mayor de lo que era antes del corte. Puede deberse a una combinación de efectos relacionados con los equipos (corrientes de avalancha de los condensadores, corrientes magnetizadoras de los transformadores, etc.) y efectos relacionados con las cargas, tales como la puesta en marcha de maquinaria y procesos que se hubieran parado.

Transmisión y distribución

12 En combinación con un sistema de vigilancia y control de amplio alcance (WAMS/WACS), HVDC Light puede aumentar la estabilidad del sistema y la eficiencia de transmisión



reduce la importancia de los fenómenos de la aplicación de carga en frío **11**. La rapidez y la solidez durante la recuperación son muy importantes, dado que las consecuencias y los costes de un apagón aumentan mucho con su duración.

Nuevas mejoras de las prestaciones

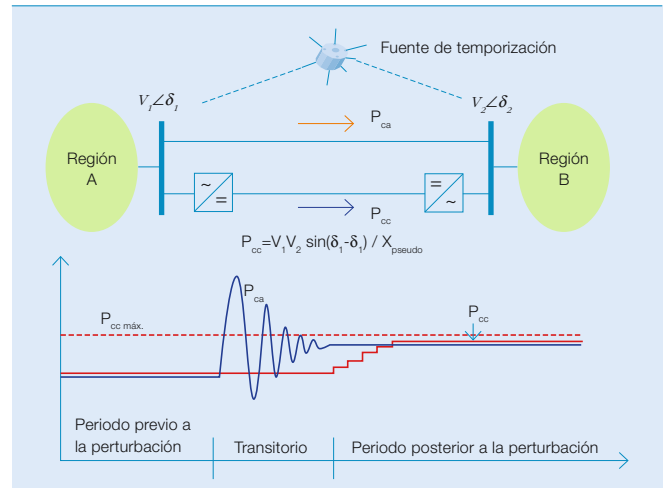
Con mediciones a distancia, los sistemas HVDC Light pueden iniciar el control de forma efectiva, individualmente o de forma cooperativa, para mejorar la capacidad de transporte y contrarrestar perturbaciones como las oscilaciones de potencia. Esta información de la red, adquirida a distancia, puede proceder de un sistema de medición de área extensa (WAMS). WAMS, la plataforma de mediciones de las redes de transporte inteligentes, se compone de unidades de medición de fasores desplegadas en puntos dispersos del sistema. Las medidas sincronizadas por tiempo mediante GPS de los fasores de tensión e intensidad, junto con la frecuencia y las señales binarias, se recogen y alinean con un concentrador de datos de fasores. Un sistema de control de área extensa (WACS) emplea estas señales de medida para proporcionar controles auxiliares para los dispositivos de los sistemas eléctricos. Las aplicaciones WAMS/WACS van desde la vigilancia

(como la estimación del estado y la vigilancia de seguridad de la tensión) al control en zonas amplias, como la amortiguación de las oscilaciones de potencia. Se prevé que se mejoren más las prestaciones de las redes de transporte mediante el control coordinado de los sistemas HVDC Light permitido por WAMS/WACS **12**.

Emular las características de CA

En algunos casos, es conveniente utilizar el enlace de CC para emular el comportamiento de la línea de CA en cuanto a la respuesta de flujo de energía ante situaciones imprevistas. Las características deseadas para el transporte de CA permiten que el enlace de CC aumente el transporte de energía hasta el valor máximo o reduzca la potencia transportada automáticamente después de la perturbación, aliviando las posibles sobrecargas de las líneas de CA adyacentes **13**. Un sistema HVDC Light integrado se puede controlar de forma autónoma como una seudolínea de CA sin requerir decisiones de programación frecuentes del operario. Este modo de control está previsto para situaciones en que no se requiere un control centralizado del enlace HVDC Light. Los puntos de consigna del enlace de CC se determinan como parte de la planificación de

13 HVDC Light emulando un enlace de CA en una situación en la que ya ha pasado la perturbación. Es un modo útil para reducir la posible sobrecarga de las líneas de CA adyacentes



las operaciones a corto plazo que determina la resistencia deseada entre los dos puntos de conexión.

Redes del futuro

Se piensa que la infraestructura futura de transporte se encaminará hacia estructuras de redes híbridas CA/CC. En particular, las aplicaciones integradas de HVDC Light, junto con sistemas de medidas y control de área extensa están destinadas a mejorar significativamente la explotación inteligente de la red de transporte.

Jiuping Pan

Reynaldo Nuqui

ABB Corporate Research
Raleigh, NC, Estados Unidos
jiuping.pan@us.abb.com
reynaldo.nuqui@us.abb.com

Bertil Berggren

Stefan Thorburn

ABB Corporate Research
Västerås, Suecia
bertil.berggren@se.abb.com
stefan.thorburn@se.abb.com

Björn Jacobson

ABB Power Systems
Ludvika, Suecia
bjorn.jacobson@se.abb.com

Referencias

- [1] It's time to connect – Technical description of HVDC Light® technology, ABB Power Technologies AB 2008. (<http://www.abb.com/hvdc>).
- [2] Asplund, G. (2008, junio). Electric Transmission System in Change, Key Notes, IEEE Power Electronics Specialists Conference, Rodas, Grecia.
- [3] Pan, J., Nuqui, R., Srivastava, K., Jonsson, T., Holmberg, P., Hafnert, Y.J. (2008, noviembre). AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery, IEEE Energy 2030, Atlanta, EE.UU.
- [4] Johansson, S.G., Asplund, G., Jansson, E., Rudervall, R. (2004). Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems, CIGRE Conference, París, Francia.

Las redes con inteligencia son más eficientes

La optimización de tensión y var reduce las pérdidas de energía y las demandas de punta

Xiaoming Feng, William Peterson, Fang Yang, Gamini M. Wickramasekara, John Finney

¿Se ha preguntado alguna vez cuánta energía se consume en el mundo y cuánta se pierde en su camino desde las centrales a los usuarios finales? ¿Se ha preguntado cuánta energía se podría ahorrar o cuántas emisiones de gases de efecto invernadero se podrían evitar si se redujeran esas pérdidas sólo en una pequeña proporción? ABB es líder mundial en el desarrollo de nuevas tecnologías que ayudan a reducir las pérdidas de energía eléctrica y las demandas efectuadas a los sistemas de distribución de electricidad.

ABB ofrece un amplio espectro de productos que aumentan el rendimiento energético y optimizan la gestión de la demanda. Voltage and Var Optimization (VVO) (optimización de tensión y var (voltios-amperios reactivos)) es la última incorporación a las aplicaciones de redes autónomas. A diferencia del método clásico que emplea controles locales sin coordinación entre ellos, la VVO utiliza información en tiempo real y modelización "on line" del sistema a fin de permitir un control óptimo y coordinado de las redes de distribución desequilibradas con controles discretos. Las compañías de distribución de electricidad pueden conseguir ahorros enormes en el nuevo desafío de la mejora del rendimiento energético mediante la maximización del rendimiento del transporte de la energía eléctrica y la optimización de la demanda de punta. La VVO ayudará a conseguir esos objetivos mediante la optimización de los recursos reactivos y el control de la tensión de forma continua durante todo el año.

Transmisión y distribución

El mundo tiene una enorme necesidad de energía eléctrica, y consume anualmente miles de millones de kilovatios-hora (kWh), una cantidad que sigue aumentando conforme la industrialización se extiende a nuevos países. El consumo de electricidad en el mundo ha crecido aproximadamente al 3,1 por ciento anual entre 1980 y 2006¹⁾, y se espera que aumente hasta 33,300 billones de kWh para 2030²⁾ 1. El consumo de electricidad en el mundo en 2008 fue de 16,790 billones de kWh, por lo que se estima que para 2030 la demanda mundial de electricidad se habrá casi duplicado [1].

Las pérdidas de energía eléctrica

Actualmente, una cantidad importante (aproximadamente un 10 por ciento) de la energía eléctrica producida por las centrales se pierde durante el transporte y la distribución a los consumidores. Cerca de un 40 por ciento de esta pérdida total se produce en la red de distribución 2. Solamente en 2006, las pérdidas totales de energía y las pérdidas en la distribución fueron respectivamente de 1,638 billones y 655.000 millones de kWh. Por lo tanto, una pequeña reducción del 10 por ciento de las pérdidas por distribución, ahorraría unos 65.000 millones de kWh de electricidad. Esto representa más electricidad de la que la población de Suiza (7,5 millones) consumió en 2008, y equivale a 39 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂ de la producción generada por la combustión de carbón [1]. A medida que aumenta la demanda de electricidad, hay que ir construyendo

nuevas centrales que satisfagan la demanda máxima con una capacidad adicional para cubrir incidencias imprevistas. La demanda máxima de un sistema suele durar menos de un 5 por ciento de su tiempo de trabajo (es decir, simplemente algunos cientos de horas al año). Esto significa que algunas centrales solamente son necesarias durante las horas de carga máxima y que su potencial se utiliza relativamente con poca frecuencia. La demanda máxima de toda la red eléctrica se puede reducir mediante una gestión activa de la demanda en el sistema de distribución, de la respuesta a esa demanda y de la VVO. Esto elimina la necesidad de inversiones costosas en los sistemas de distribución, transporte y generación. Una reducción pequeña de la demanda máxima produciría unos ahorros económicos enormes. Por ejemplo, en los Estados Unidos, en 2008, la demanda máxima no coincidente (es decir, las demandas de punta diferenciadas efectuadas en el sistema eléctrico registradas en distintos momentos del día) fue de

unos 790 GW. Por cada uno por ciento de reducción de la demanda máxima se eliminaría la necesidad de construir una central de 7.900 MW 3.

Pérdidas del sistema de distribución

La red eléctrica de distribución lleva electricidad desde las subestaciones y la entrega a los consumidores. La red incluye líneas eléctricas de media tensión (menos de 50 kV), transformadores de subestación, transformadores montados sobre plataforma o sobre poste,

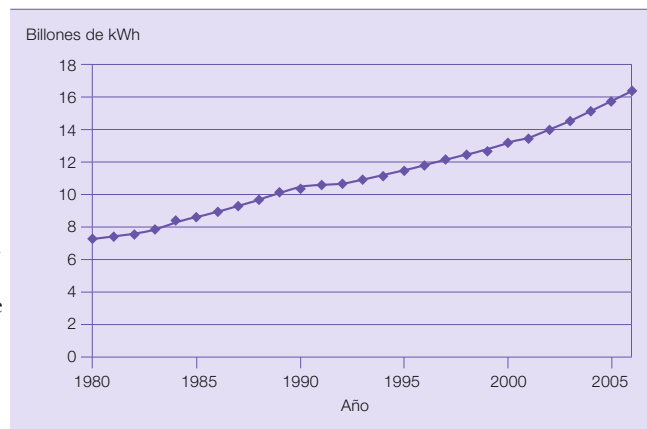
cables de distribución a baja tensión y aparatos de medida. El sistema de distribución de una compañía eléctrica puede incluir cientos de subestaciones y cientos de miles de componentes que se controlan mediante un sistema de gestión de distribución (DMS).

La mayor parte de las pérdidas de energía ocurridas en el sistema de distribución se deben a las pérdidas óhmicas³⁾ debidas a la corriente que recorre los conductores Cuadro 1.

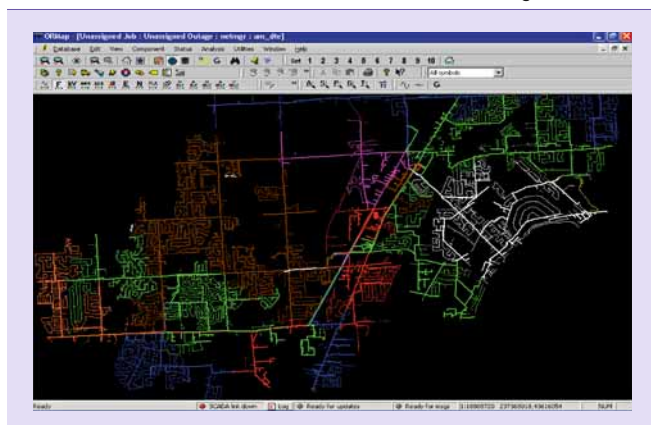
La corriente que circula por cualquier conductor de una red de distribución se puede descomponer en dos componentes: activa y reactiva Cuadro 2.

Los dispositivos para la compensación de la energía reactiva están destinados a reducir o eliminar la componente no

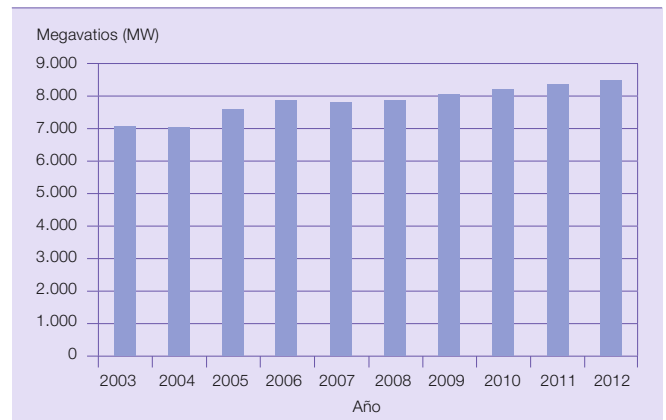
1 Consumo de electricidad mundial (billones de kWh)



2 Vista del sistema de distribución desde un sistema de gestión DMS



3 Reducción anual de los picos de demanda en un 1% en los Estados Unidos



Notas a pie de página

¹⁾ Oficina de Información de la Energía de los EE.UU., Anuario Internacional de la Energía 2006.

²⁾ Oficina de Información de la Energía de los EE.UU., Generación de Energía Eléctrica en el Mundo: 1990-2030.

³⁾ La caída de tensión a través del elemento durante el paso de la corriente a causa de la resistencia interna del elemento.

Transmisión y distribución

productiva de la corriente, reduciendo su magnitud, y de esta forma las pérdidas de energía. El perfil de la tensión⁴⁾ en las líneas de suministro (feeders)⁵⁾, dependiendo de los tipos y combinación de cargas del sistema, pueden afectar asimismo a la distribución de la corriente, si bien de forma indirecta y en menor extensión, y afectar de esta forma a las pérdidas de energía.

Dispositivos para control de tensión y var

Los dispositivos de regulación de la tensión se instalan normalmente en la

subestación y en las líneas de suministro. Los transformadores de las subestaciones pueden disponer de conmutadores de tomas, que son dispositivos que pueden ajustar la tensión de la línea de suministro en la subestación, dependiendo del estado de carga de las mismas. Asimismo, se instalan transformadores especiales con conmutadores de tomas (denominados reguladores de tensión) en diversos puntos de las líneas, a fin de disponer de una capacidad de ajuste fino de la tensión en puntos concretos.

Se usan dispositivos de compensación de la componente reactiva, es decir, baterías de condensadores, para reducir la energía reactiva que circula por la red de distribución. Las baterías de condensadores se pueden colocar en la subestación o en las líneas de suministro.

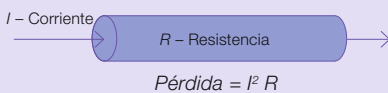
Control clásico frente a VVO

Hasta ahora, los dispositivos de control de tensión y var se regulaban, por ejemplo, de acuerdo con las mediciones de tensión o intensidad disponibles localmente. En una línea con muchos dispositivos de regulación de tensión y de compensación de var, cada uno de ellos se controla de forma independiente, sin tener en cuenta las consecuencias resultantes de las acciones adoptadas en otros dispositivos de control. Esta práctica se traduce a menudo en acciones de control adoptadas a nivel local, que pueden producir efectos por debajo de lo óptimo cuando se tiene mayor perspectiva.

La información debería ser compartida, idealmente, entre todos los dispositivos de control de tensión y var. Las estrategias de control deben evaluarse de forma amplia, para que las consecuencias de las posibles acciones sean coherentes con los objetivos del control optimizado. Esto se podría hacer de forma centralizada empleando un sistema de automatización de subestaciones o un sistema de gestión de la distribución. Este método se denomina usualmente VVO integrado. La adopción acelerada de la tecnología de automatización de

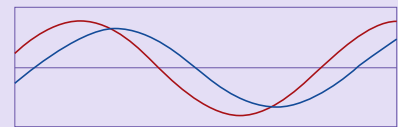
Cuadro 1 Pérdidas de energía

La energía se pierde debido a la resistencia en el conductor. La cantidad perdida es proporcional al producto de la resistencia por el cuadrado de la magnitud de la corriente. En consecuencia, las pérdidas pueden reducirse bien disminuyendo la resistencia o bien la magnitud de la corriente, o ambas cosas. La resistencia de un conductor está determinada por la resistividad del material con el que está fabricado, por su sección y por su longitud, ninguna de las cuales puede cambiarse con facilidad en las redes de distribución actuales. No obstante, la magnitud de la corriente puede reducirse con la eliminación de los flujos de corriente innecesarios en la red de distribución.

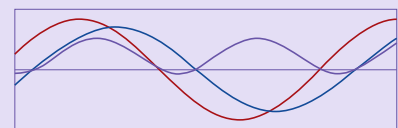


Cuadro 2 Energía activa y reactiva

Las formas de onda de la tensión y la intensidad de una línea eléctrica de CA son normalmente sinusoidales. En un circuito "ideal", ambas están perfectamente sincronizadas. Sin embargo, en el mundo real suele existir una diferencia de tiempos entre ambas. Esta diferencia está causada por las propiedades capacitivas e inductivas de los equipos conectados (y de las propias líneas).

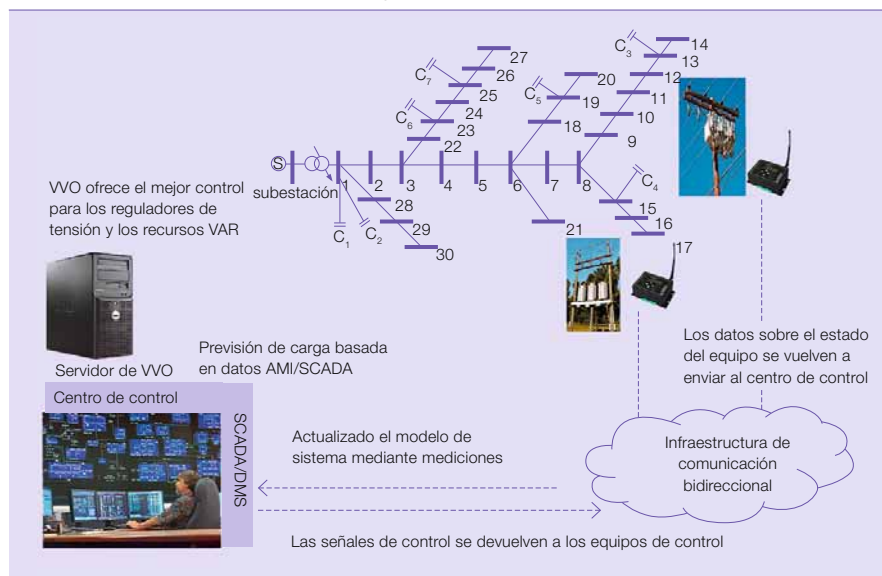


El flujo de potencia instantáneo en un momento dado es el producto de la tensión y la intensidad instantáneos. El valor medio de esta potencia es inferior al que sería sin esa diferencia de tiempos (para valores inalterados de tensión e intensidad). De hecho, la potencia circula brevemente en la dirección "equivocada".



Cuanto mayor sea la diferencia de tiempo entre ambas curvas, menor será el suministro de potencia. Esta diferencia (expresada en ángulo de fase) debería minimizarse. El suministro medio de energía por unidad de tiempo se denomina potencia activa (se mide en W). La potencia reactiva (medida como VAR) es una medida de la potencia adicional que circula por la línea pero que no se puede utilizar eficazmente.

4 Esquema de cómo funciona la tecnología VVO



Notas a pie de página

⁴⁾ Perfil de la tensión (la distribución espacial y los valores de las tensiones en distintos puntos o nodos a lo largo de la red).

⁵⁾ Cualquiera de las líneas de media tensión empleadas para distribuir la energía eléctrica desde una subestación a los consumidores o a subestaciones de menor tamaño.

Transmisión y distribución

subestaciones (SA) y de líneas (FA) y el amplio despliegue de las infraestructuras de mediciones avanzadas (AMI) han establecido en los últimos años el fundamento de un método de control centralizado, al aportar los sensores y los actuadores necesarios, y las comunicaciones fiables de dos vías entre los puntos del despliegue y el centro de control del sistema de distribución. Sin embargo, hasta hace muy poco, no se ha dispuesto de una tecnología clave que pueda aprovechar las avanzadas capacidades de detección, comunicación y actuación a distancia que se pueden utilizar para optimizar de forma continua la tensión y la var. Las generaciones anteriores de las tecnologías VVO se han visto dificultadas por su incapacidad para modelizar sistemas grandes y complejos y por su rendimiento poco satisfactorio en términos de calidad, solidez y rapidez de la solución.

¿Cómo funciona la VVO?

La VVO es una aplicación avanzada que se ejecuta, periódicamente o en respuesta a la petición del operario, en el centro de control de los sistemas de

distribución o en los sistemas de automatización de subestaciones. En combinación con la infraestructura de comunicaciones de dos vías y la capacidad de mando a distancia de las baterías de condensadores y los transformadores reguladores de tensión, la VVO hace posible optimizar el rendimiento del suministro de energía eléctrica en los sistemas de distribución empleando información en tiempo real **4**.

La VVO intenta minimizar las pérdidas de energía, la demanda y las irregularidades⁶⁾ de tensión y corriente en los sistemas de redes de distribución desequilibrados, con fuentes múltiples y multifase⁷⁾. Las variables de control de que dispone VVO son los ajustes de control de los condensadores conmutables y los conmutadores de tomas de los transformadores reguladores de tensión.

Principales ventajas de la VVO

Las principales ventajas de la VVO para los explotadores de los sistemas de distribución son:

- Mejor rendimiento energético, lo que se traduce en menores emisiones de gases con efecto invernadero.
- Menor demanda de punta y menores costes para la demanda de punta en las instalaciones.

Definición general del problema en la VVO

La VVO debe minimizar la suma ponderada de las pérdidas de energía + la carga en MW + la irregularidad de tensión + la irregularidad de corriente, respetando varias limitaciones técnicas:

- Ecuaciones del flujo de energía (sistema mallado, multifase, multifuente, desequilibrado).
- Limitaciones de tensión (entre fase y neutro o entre fases).
- Limitaciones de corriente (resistencias de cables, tendidos aéreos, transformadores, neutros, puesta a tierra).
- Limitaciones de los conmutadores de tomas (márgenes de operación).
- Limitaciones de los conmutadores de condensadores en derivación (márgenes de operación).

Las variables de control para la optimización incluyen:

- Derivaciones conmutables (acopladas o no acopladas⁸⁾).
- Conexiones controlables de transformadores/reguladores de tensión (acoplados o no acoplados).
- Generación distribuida.

Dificultades técnicas

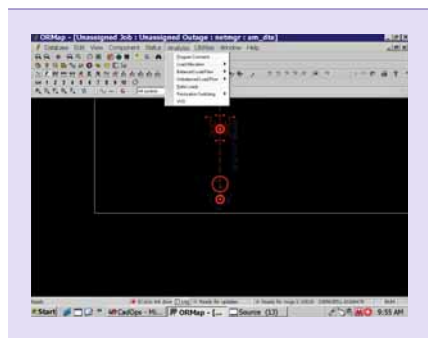
VVO es esencialmente un problema de optimización combinatoria con las características siguientes:

- Variables de decisión enteras: tanto el estado de conmutación de las baterías de condensadores como la posición de las tomas de conexión de transformadores de regulación son variables enteras.
- Objetivos no lineales que son una función implícita de las variables de decisión: las pérdidas de energía o la demanda de punta son funciones implícitas de los controles.
- Restricciones no lineales de grandes dimensiones: las ecuaciones que rigen el flujo de energía se cuentan por miles en el modelo de sistema multifase.
- Conjunto no convexo de objetivos y soluciones.
- Espacio de búsqueda de grandes dimensiones: con control no acoplado; se puede duplicar o triplicar el número de variables de control.

Cualquiera que haya abordado problemas de optimización sabe que los problemas no lineales mixtos con variables enteras y no convexas (MINLP-NC) son los más difíciles de resolver (véase "Sencillamente el mejor, *Revista ABB* 1/2009, página 54).

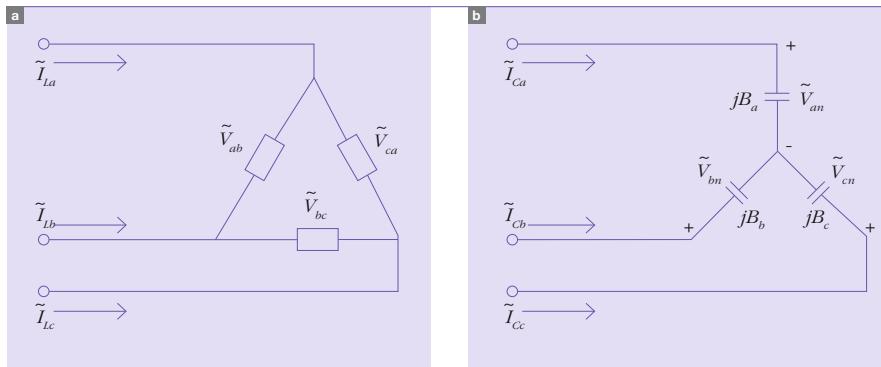
La mayor dificultad es desarrollar algoritmos de optimización que sean eficientes para problemas de grandes dimensiones. Puesto que se precisa cierta cantidad de recursos informáticos (por ejemplo, tiempo de CPU) para evaluar las pérdidas y la demanda para una única solución concreta (una única evaluación funcional), se considera que un algoritmo que requiera menos evaluaciones funcionales para encontrar la solución óptima es más eficiente que otro que requiera más para alcanzar el mismo objetivo. En el caso de la VVO, una sola evaluación funcional implica la resolución de un conjunto de ecuaciones no lineales, el flujo de carga desequilibrada, con varios miles de variables de estado. Las propiedades combinatorias del problema VVO y el hecho de no ser lineal y no ser convexo, junto con las grandes dimensiones (gran número de variables de estado), son las razones por las que la VVO ha constituido un reto para la industria durante largo tiempo. En la última década, muchos investigadores han comenzado cada vez más a recurrir a métodos

5 Captura de pantalla del prototipo de VVO



6 VVO en comparación con el método anterior

Método anterior	Funciones de la aplicación VVO de ABB
Modelo equivalente monofásico	Modelo multifásico, no equilibrado
Carga equilibrada	Carga desequilibrada
Fuente única	Fuentes múltiples
Sistema radial	Sistema reticular
Control con mando único	Control repartido
Tamaño del sistema teórico	Tamaño del sistema correspondiente a una red real
Prestaciones offline	Prestaciones online
Heurístico	Teórica de optimización

7 Carga con conexión en triángulo **a**, y batería de condensadores con conexión en Y **b**

heurísticos (por ejemplo, algoritmos genéricos, recocido simulado, nubes de partículas, etc.) para evitar la complejidad del modelo. El método metaheurístico ha demostrado un valor académico limitado en la resolución de problemas de pequeño tamaño y en las aplicaciones “off line” donde no se requieren las prestaciones de las exigencias “on line”.

La próxima generación de VVO de ABB

ABB desarrolló en 2008 una nueva generación de VVO capaz de optimizar redes muy grandes y muy complejas con la velocidad precisa para aplicaciones “on line”. Una metodología de soluciones innovadoras permite la modelización detallada y precisa de los componentes y las conexiones de un sistema de distribución. Identifica rápidamente la estrategia de operación óptima de tensión y var entre millones, o puede que miles de millones, de posibilidades de operaciones empleando algoritmos avanzados de optimización enteros-mixtos.

Se ha desarrollado un prototipo que se integra directamente con el DMS de ABB. El prototipo se ha comportado muy bien en el laboratorio con modelos de redes de distribución de un sistema real de servicio. Tanto la calidad, la velocidad y la solidez de la solución cumplen o superan los criterios de diseño para aplicaciones “on line” **5**. El tamaño de los sistemas probados va desde 1.600 hasta 7.800 nodos y desde 1.600 hasta 8.100 ramas por circuito. La optimización mejoró las pérdidas del 2,5 por ciento al 67 por ciento⁹⁾ y la reducción de la demanda del 1,4 por ciento al 5,8 por ciento¹⁰⁾.

La tabla siguiente es un breve resumen de las características principales que distinguen la tecnología VVO de ABB de las realizaciones anteriores **6**.

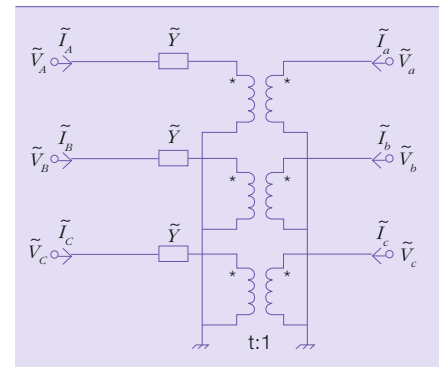
Para modelizar con precisión el comportamiento de una red de distribución se utiliza un modelo detallado de red. Los modelos basados en fases¹¹⁾ se utilizan para representar cada componente de las redes. Las cargas o las baterías de condensadores pueden conectarse en triángulo **7a** o en estrella **7b**.

Los transformadores se pueden conectar en diversas configuraciones triángulo/estrella y otras varias secundarias en avance o retraso, con o sin resistencia de tierra, con capacidad de regulación primaria o secundaria **8**.

Los controles de tensión y var pueden ser acoplados o no acoplados. El método funciona igualmente en redes radiales o malladas, con fuentes de energía únicas o múltiples. Para cada fase se disponen controles de tensión, entre fase y neutro o entre fases, dependiendo del tipo de conexión de la carga.

Una tecnología inteligente en cada momento

Con el despliegue acelerado de redes de sensores avanzados, infraestructuras de

8 Modelo de transformador con conexiones del primario y el secundario en Y

mediciones inteligentes y capacidades de mando a distancia, existe una necesidad creciente de aplicaciones inteligentes como VVO que optimicen la explotación de los sistemas de distribución. El desarrollo de la próxima generación de tecnología VVO es una demostración de la capacidad de ABB para llevar la tecnología de redes inteligentes a sus clientes.

Xiaoming Feng Fang Yang

ABB Corporate Research
Raleigh, NC, Estados Unidos
xiaoming.feng@us.abb.com
fang.yang@us.abb.com

William Peterson Gamini Wickramasekara John Finney

ABB Power Systems
Raleigh, NC, Estados Unidos
william.peterson@us.abb.com
gamini.m.wickramasekara@us.abb.com
john.d.finney@us.abb.com

Notas a pie de página

⁸⁾ Las irregularidades de tensión o de corriente se refieren a la variación no deseada respecto de los valores normales de funcionamiento; por ejemplo, intensidad que supera el límite máximo seguro para un determinado tipo de conductor, o tensión que supera un límite de seguridad para el usuario o que baja de un valor límite preciso para el funcionamiento normal de los usuarios finales.

⁷⁾ Un modelo de sistema de distribución puede presentar las características siguientes: mallado (en bucle, con diversos caminos entre ciertos nodos), multifase (se modeliza de forma explícita cada una de las fases A, B, C, en vez de modelizar una sola fase), multifuente (una carga puede recibir suministro desde varias fuentes), desequilibrada (construcción asimétrica, tal como un línea de suministro monofásica, y/o cargas asimétricas, es decir carga desigual para cada fase).

⁹⁾ Control acoplado significa varias fases trabajando al unísono, y no acoplado que cada fase actúa independientemente.

¹⁰⁾ El volumen de reducción de la demanda depende de los factores que afectan a la reducción de la pérdida así como del modelo de carga. Para una carga constante del 100 por ciento, solamente puede conseguirse la reducción de demanda mediante la reducción de pérdidas.

¹¹⁾ El modelo exacto de componente incluye la información de todas las fases existentes.

Referencias

- [1] CIA Online Factbook. Consulta en junio de 2009 en <http://www.cia.gov/library/publication/the-world-factbook/>

The background of the top half of the page features a dark blue field filled with vertical columns of binary code (0s and 1s) in a lighter blue, monospace font. Overlaid on this are several horizontal, wavy lines in yellow, green, and magenta, resembling an oscilloscope or signal waveform. The lines fluctuate across the width of the page, with some peaks and troughs. The overall aesthetic is high-tech and digital.

Transmisión y distribución

Información, no datos

Detección y notificación de sucesos en tiempo real para la
distribución automatizada en redes con inteligencia

Mirrasoul J. Mousavi, Vaibhav D Donde, James Stoupis, John J. McGowan, Le Tang

Como dice el proverbio, el conocimiento es poder. Sin duda, para poder dirigir o controlar cualquier sistema, el conocimiento preciso y actualizado de su estado actual tiene un valor incalculable. El enorme volumen de datos que se necesitan para controlar un sistema complejo queda claramente ilustrado por la ingente cantidad de datos presentes en la sala de control de una red eléctrica.

¿Pero cómo se mejora un sistema de control para atender unas demandas

y unas expectativas cada vez mayores? El sentido común sugeriría que este proceso exige aún más datos, es decir, más dispositivos de medida que proporcionen más mediciones (incluidas las redes de suministro final y la “última milla” hasta el cliente) y las transmitan a la sala de control. Gran parte del esfuerzo que se está invirtiendo en la preparación de las redes inteligentes que asegurarán el suministro de energía del mañana se centra por lo tanto en esos dispositivos de medida inteligentes.

Pero esto es sólo una parte de la historia. Sin una estrategia adecuada para manipular y evaluar los datos, esta estrategia culminaría en un “tsunami de datos”. La sala de control se inundará de datos y sería difícil distinguir lo que es importante y lo que no. La respuesta está en buscar información, no datos. La información de calidad suministra los hechos adecuados en el lugar adecuado y en el momento adecuado. Sólo así podrá el conocimiento garantizar y asegurar el flujo de la energía.

La protección, el control y la supervisión de las redes eléctricas obliga a tomar numerosas decisiones. Éstas se producen en un período amplio y en escalas de tiempo que van desde la decisión instantánea de interrumpir una línea o una red de suministro por razones de protección hasta la emisión de una alerta después de meses de vigilar un fallo incipiente. Los operadores de sistemas suelen ser los últimos responsables humanos con capacidad de decisión que todavía se benefician de algún tipo de información procedente de distintas fuentes de un sistema de suministro público. Su participación en la toma de decisiones directas disminuye en situaciones en las que hay una penetración avanzada de tecnologías de automatización, como en los sistemas de automatización de subestaciones. La evolución del sector hacia las redes inteligentes está exigiendo más automatización hasta la última milla y afectando a las redes de suministro y a los clientes finales. El objetivo último es permitir que la protección, el control y la supervisión de los sistemas eléctricos funcionen en bucle cerrado, para que la red pueda autorregularse, un atributo muy buscado en una red inteligente. En este artículo se describe una tecnología que contribuye a alcanzar este ambicioso objetivo. Estudia la respuesta automática y en tiempo real a los sucesos y anomalías de la red de suministro final.

Redes inteligentes

Las redes inteligentes requieren tres elementos básicos: datos, información y conocimiento y comunicaciones. Los datos los suministran los sensores y los sistemas de sensores, incluidos los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de la línea de suministro y los controladores de conmutación. La inteligencia la proporcionan los procesadores digitales programados para realizar ciertas operaciones con los datos por medio de algoritmos. Por último, la comunicación es necesaria para entregar la inteligencia proporcionada a la persona o al dispositivo adecuado, en el

formato correcto y en el momento oportuno. Estos tres elementos también son los componentes básicos de los actuales sistemas de control y automatización. Pero es necesario potenciar enormemente la funcionalidad, el rendimiento y la cobertura (hasta la última milla, incluidos los clientes finales). Pero lo más importante es que exigen una dosis de inteligencia en cada sistema y dispositivo, desde una interfaz local hombre-máquina hasta un IP de banda ancha o una red de fibra óptica **1**. Las tecnologías de automatización y la proliferación de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en los sistemas de transmisión y distribución preparan el terreno para disponer de más datos y, en consecuencia, para mejorar el proceso de toma de decisiones. No obstante, la falta de herramientas de aplicación y de analizadores de datos automatizados (es decir, de algoritmos de inteligencia) dificulta el uso real de los datos.

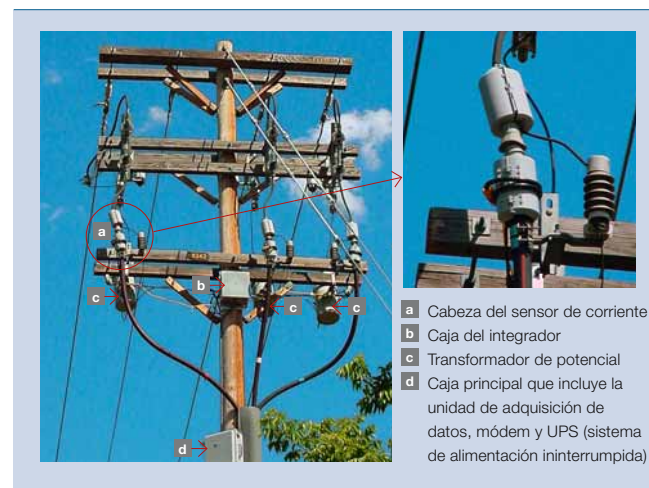
La promesa de una red inteligente no se cumplirá sólo continuando con la digitalización del sistema eléctrico o

ampliando la infraestructura de comunicaciones. En el núcleo de cualquier sistema inteligente debe haber un “cerebro” que procese los datos que recibe. El aumento de la capacidad de detección y la multiplicación de los puntos de medida no resuelven por sí solos este problema, sino que sólo contribuyen al exceso de datos. Es necesario extraer la información contenida en las mediciones brutas. Las decisiones basadas en esta información no tienen que tomarse exclusivamente en un lugar central o por agentes humanos. Sin embargo, para tomar decisiones, hay que recopilar información de calidad en el sistema. Esto significa que debe automatizarse el mayor número de tareas posible para liberar los recursos humanos necesarios para realizar trabajos que no pueden y no deben automatizarse. Si se sobrecarga a los operarios humanos con datos innecesarios se puede perder la información más relevante y deteriorar la toma de decisiones.

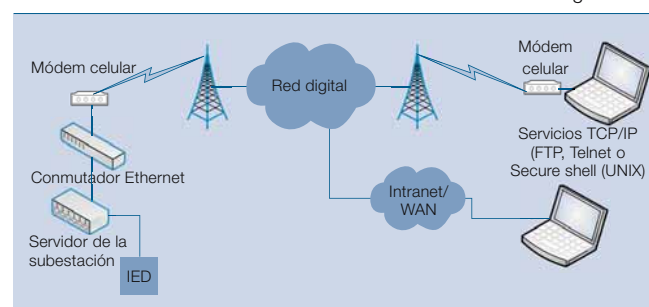
No obstante, el movimiento hacia las redes inteligentes implica más sensores y puntos de medida para hacer visibles todos los componentes hasta la última milla **2**. En consecuencia, hay que recoger y procesar cada vez más datos. El entorno de suministro actual se está desbordando con la masa de datos ya recopilados por los sistemas actuales. Para que la incorporación de nuevos datos **3** no provoque un “tsunami de datos”, debe optimizarse el proceso de conversión de datos en información en cada una de las etapas del camino. Esto significa que una conversión que se efectúe a un nivel inferior no debería tener que realizarse a un nivel superior. Lo último que quieren los operadores de sistemas son más datos que requieran un procesamiento manual que se puede evitar.

Si nos centramos en las operaciones de distribución, es necesario facilitar y optimizar las operaciones y el mantenimiento, lo que debe basarse en los datos recibidos de diversos IED instalados en toda la red. También es conve-

1 Hay que introducir sensores y comunicaciones en las líneas del alimentador para acceder a la información sobre el estado del sistema



2 La infraestructura de comunicaciones facilita el control inteligente



Transmisión y distribución

niente automatizar las tareas de análisis y transformar los datos brutos en información práctica que el personal responsable y las cuadrillas del servicio de suministro puedan utilizar para tomar decisiones. Convencionalmente, en limitadas ocasiones los registros de estos IED suelen analizarlos manualmente expertos cualificados. La naturaleza abrumadora del análisis de datos manual y los problemas de un personal envejecido y del entorno actual de las empresas de suministro subrayan la importancia de poder realizar estas tareas con un ordenador y escasa o nula intervención humana. Pero lo más importante es que la entrega de esta información en tiempo real aporta un valor añadido enorme a las compañías eléctricas, pues mejora la fiabilidad y reduce la duración de las interrupciones del servicio a los clientes.

Niveles de inteligencia

Las redes inteligentes requieren soluciones y herramientas de análisis para que las compañías eléctricas reciban la información correcta y la distribuyan a las personas adecuadas en el momento preciso. A medida que las empresas de servicio se enfrentan a la reducción de presupuestos y de personal, la integración del análisis automático de sucesos en los sistemas de la empresa se vuelve indispensable.

El motivo último de estos cambios es la transformación de datos en información práctica. Como se ilustra en 4, este proceso se puede aplicar en varios niveles en un sistema de suministro.

- El nivel 0 es la línea de suministro, que dispone sólo de una “caja inteligente”. La transformación se hace normalmente incorporando la inteligencia en los IED de la línea, como los controladores de conmutación y los monitores autónomos.

- El nivel 1 son los equipos de la subestación. Incluye aplicaciones y algoritmos para cada IED individual de la subestación.
- El nivel 2 es el sistema de la subestación e incluye aplicaciones y algoritmos para extraer información de varios IED con un ordenador de la subestación o una estación de trabajo maestra.
- El nivel 3 es la empresa. Abarca el almacén y el histórico de datos junto con las aplicaciones y los algoritmos de la sala de control aplicables al nivel del conjunto de la empresa de suministro.

Por supuesto, se podría añadir un nivel 4 en el que los datos y la información de varias empresas de suministro eléctrico se consolidan y procesan para aumentar la inteligencia y las aplicaciones a escala regional o nacional. A medida que el flujo de datos e información se aleja de los dispositivos de campo y hacia la derecha en 4, la proporción de datos brutos frente a información se reduce. En otras palabras: utilizando la inteligencia incorporada en cada etapa, cada vez se dispone de más información para evitar la proliferación de datos en el nivel inmediatamente superior.

Aspectos de la distribución

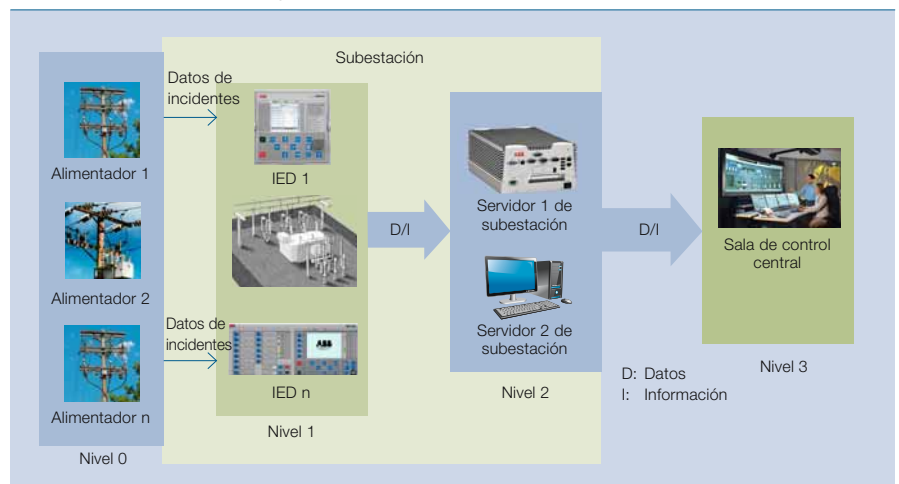
Debido al retraso histórico en la adopción de tecnologías de automatización, la automatización y la inteligencia incorporadas son más necesarias en las operaciones de distribución que en cualquier otra parte de la red eléctrica. Ahora más que nunca se espera que las

eléctricas hagan más con menos, y la automatización de sistemas es una forma práctica de conseguirlo. La arquitectura y los sistemas actuales proporcionan una gran cantidad de datos a partir de un subconjunto de componentes clave mediante relés de protección e IED. El movimiento hacia la automatización de las subestaciones y las líneas de suministro tradicionales por parte de las compañías eléctricas ha dado lugar a un gran volumen de datos, pero la capacidad de información no ha recibido la atención debida. En particular, los datos analíticos, como los registros digitales de fallos, los registros de objetivos, las tendencias, los perfiles de carga, la calidad de la energía, la secuencia de sucesos y los datos de sucesos, tales como fallos laterales, averías de los equipos, etc., no han obtenido la atención necesaria, especialmente porque la automatización de las subestaciones se consideraba dominio de los ingenieros de protección. Además, la mayoría de los sucesos laterales de la línea de suministro no se notifican a los grupos de operaciones, porque las prácticas actuales de protección y supervisión se limitan a los sucesos de la línea principal. En muchos casos, las compañías eléctricas deben confiar en las llamadas de los clientes para identificar y localizar las áreas problemáticas en la línea y sus derivaciones. Se necesitan herramientas prácticas para analizar los datos de incidentes de la línea de suministro en estas áreas. Algunas eléctricas han pasado de la automatización clásica de las subestaciones a una compilación más integrada de los fallos operativos y del equipo y de los datos de incidentes. Con estos

3 Sensores de bobina de Rogowski de conversión



4 Los cuatro niveles de inteligencia en el procesamiento de datos



otros datos surge la necesidad de herramientas de análisis especializadas para la automatización que abran el camino a las redes inteligentes.

Soluciones de ABB

Las líneas de suministro, tanto aéreas como subterráneas, tienen averías, fallos incipientes, incidentes temporales y perturbaciones transitorias. El análisis objetivo y la correlación de estos diversos tipos de sucesos, algunos de ellos catastróficos, permite a las eléctricas anticiparse a los incidentes del tramo de suministro en lugar de limitarse a responder a ellos. El paso inicial lógico para lograrlo es mejorar los IED y el servidor de la subestación para que incluyan las aplicaciones más valiosas para el análisis de sucesos. La solución que se ofrece es, por tanto, abordar la necesidad de transformar los datos de sucesos en información práctica que los operadores del sistema y las cuadrillas de campo puedan utilizar para anticiparse a los hechos.

La capacidad para anticiparse a los problemas de la línea de suministro y para responder rápidamente a los cortes y las averías de dicha línea, junto con la tendencia hacia el mantenimiento predictivo, contribuirán de forma importante a la implantación de redes inteligentes. En la actualidad, los programas de mantenimiento de activos están predefinidos y no tienen en cuenta el conocimiento concreto de los sucesos y el estado de la línea de suministro. Gracias a este análisis, los departamentos de operaciones y de mantenimiento de una red inteligente estarán capacitados para responder más rápidamente, enviar al personal adecuado, evaluar los riesgos y anticiparse a los problemas de la línea. Los departamentos de planificación, a su vez, obtendrán una información mejor para las actualizaciones de la línea de suministro y los proyectos de mejora. Se ha ilustrado en 5 la forma en que la detección inteligente de sucesos y los algoritmos de análisis residen en distintos niveles en la jerarquía de supervisión y de control. Los IED de la línea albergan algoritmos que utilizan datos locales para detectar irregularidades en el comportamiento del sistema eléctrico e identificar una situación anormal (como una avería). Basándose en un análisis local, adoptan medidas adecuadas (como desconectar los disyuntores o interruptores adecuados) o enviar la información de

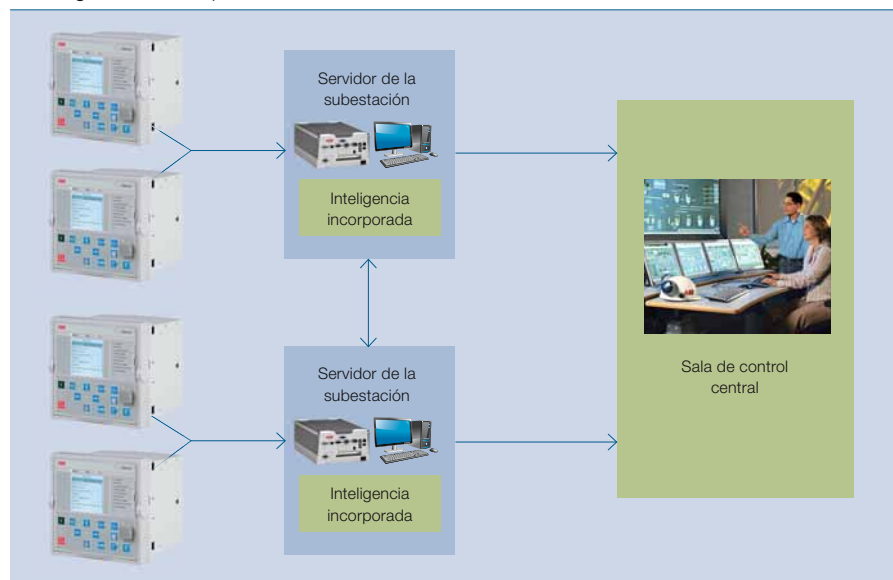
la avería o el suceso al siguiente nivel de la jerarquía (que puede ser un ordenador de la subestación) 5. Así se reduce al mínimo imprescindible la cantidad de datos que deben enviarse a la subestación o a los DMS del centro de control. Esto tiene además el efecto positivo de reducir la anchura de banda necesaria para las comunicaciones.

Una manera de conseguirlo es albergar la funcionalidad de detección de averías y sucesos en el ordenador de la subestación. La ventaja es que esto proporciona

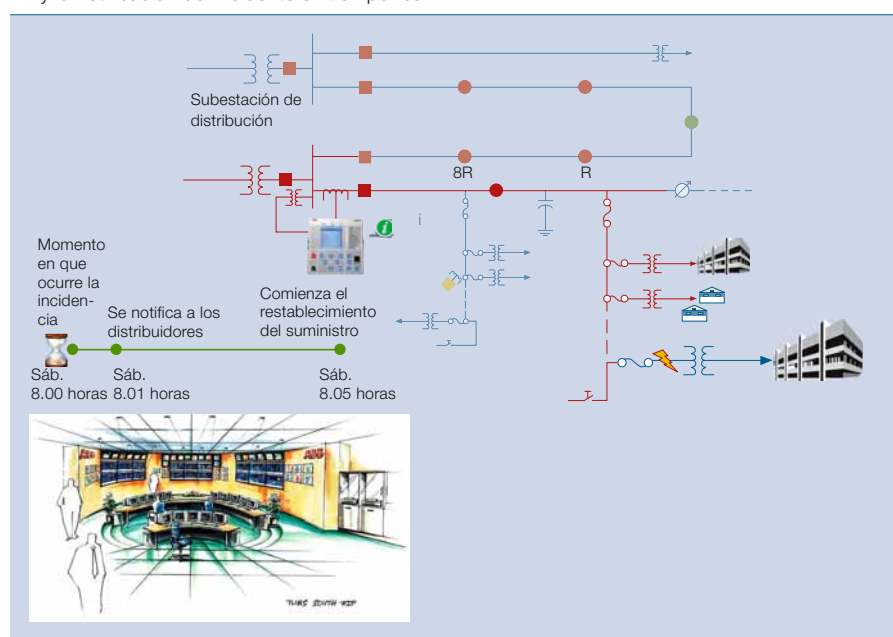
más visibilidad de la actividad del sistema al nivel de la línea de suministro (información que no está disponible con la protección y los IED de control convencionales). Esta información se puede utilizar para adoptar medidas que aborden el incidente en cuestión de forma más precisa.

En la misma línea, las funciones de detección de sucesos se pueden cargar en el nivel del DMS. Cada una de estas soluciones tiene sus ventajas y sus limitaciones. El usuario tiene que evaluarlas

- 5 La inteligencia incorporada puede emprender acciones a escala local o enviar la notificación al siguiente nivel superior



- 6 Reducción de la duración del corte de suministro eléctrico mediante la detección y la notificación del incidente en tiempo real



Transmisión y distribución

cuidadosamente para conseguir un beneficio neto óptimo del diseño elegido. La solución seleccionada se adapta en función de la complejidad, la escalabilidad, el coste, las opciones de comunicación y las preferencias del cliente.

Ventajas

Las áreas que más se beneficiarían de la inteligencia en tiempo real a nivel de la línea de suministro son las de detección, confirmación y notificación de averías y las de expedición de cuadrillas. Los fallos eléctricos y los cortes de la línea de suministro correspondientes se traducen en pérdidas de ingresos y afectan gravemente a la satisfacción de los clientes y las medidas de la fiabilidad. Estos incidentes contribuyen considerablemente a aumentar los minutos sin suministro y, en última instancia, influyen en el rendimiento de la compañía. Por ejemplo, un determinado tipo de fallos de la línea no provoca la entrada en funcionamiento del interruptor de la subestación y, por lo tanto, no genera un suceso SCADA notificable. Como consecuencia, la compañía suministradora tiene que depender de las llamadas de los clientes para informar a la empresa de los cortes continuos que están afectando a las instalaciones de los clientes. Esta respuesta reactiva se convertiría en algo del pasado si se implantan las tecnologías adecuadas [6]. El análisis y la detección y notificación automáticos de sucesos en tiempo real reduce el tiempo necesario para responder a los cortes del servicio y advierte por anticipado de los cortes sostenidos antes de que las llamadas de los clientes empiecen a colapsar los centros de atención. Esta función propia de una red inteligente, que permite a la eléctrica abordar el problema antes de que se reciba un informe de corte del suministro o evitar el corte por completo, reduce los minutos de corte que afectan negativamente a las medidas del rendimiento. Además, mejora la preparación de la eléctrica ante las llamadas por cortes del suministro y proporciona una herramienta eficaz para confirmar la naturaleza de la llamada. En particular, la tecnología aplicada a las líneas subterráneas informa a la compañía de los fallos de cables que se resuelven con un dispositivo de protección (normalmente un fusible) a lo largo de la línea. Pero lo más importante es que ayuda a detectar fallos incipientes que están a punto de

desembocar en fallos reales, y así optimizar los gastos anuales de mantenimiento dedicados a la sustitución de cables. Esto se puede lograr con los datos directos de líneas de suministro con una actividad elevada de fallos subterráneos temporales.

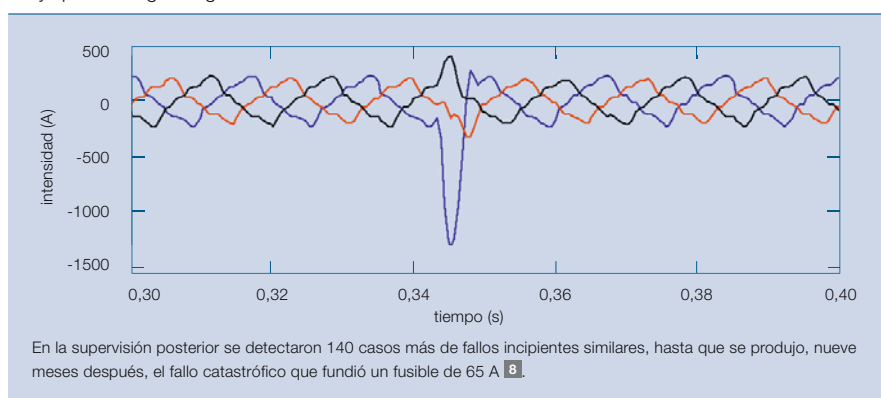
Desde una perspectiva económica, es beneficioso colocar esta inteligencia en el mismo lugar que la inteligencia tradicional, por ejemplo, en una subestación o en un interruptor inteligente, en lugar de colocarla en las líneas de suministro. Poder conocer en la subestación los sucesos hasta la “última milla” es una solución de control muy rentable.

Ejemplos de sucesos en la línea de suministro

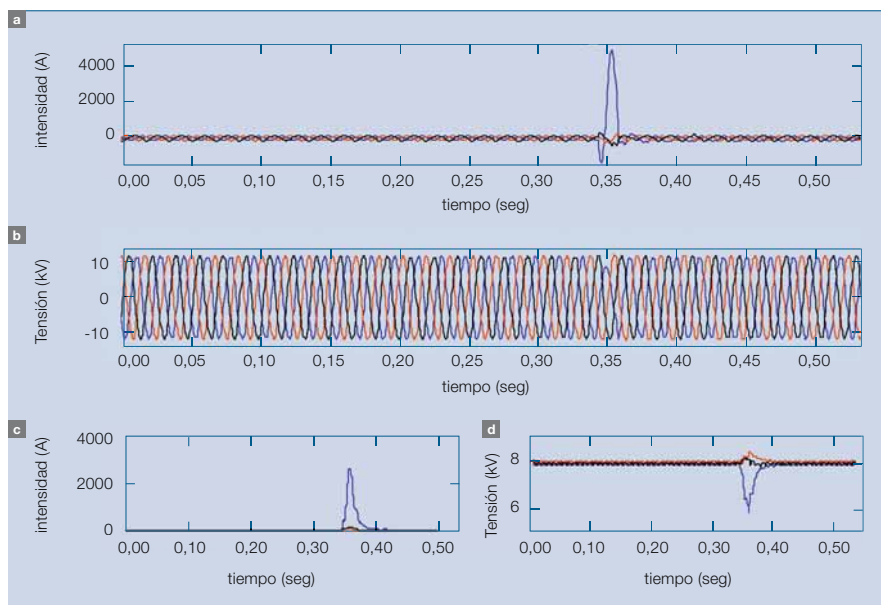
Una cierta clase de fallos incipientes en

los cables subterráneos son consecuencia de la entrada de agua y humedad y la formación intermitente de arcos en los empalmes que se extinguen por sí mismos [1]. El fallo se resuelve rápidamente por sí mismo debido a la presión de vapor, con el resultado de que los dispositivos de protección no entran en funcionamiento; por eso se considera que estos incidentes se resuelven espontáneamente. Como los cables subterráneos son frecuentemente un activo fundamental de la eléctrica, es esencial controlar e identificar estos fallos para la gestión proactiva de los mismos y su mantenimiento predictivo. La supervisión continua y el análisis automatizado de datos con inteligencia incorporada son cruciales para disfrutar de esta funcionalidad de red inteligente.

7 Ejemplo de fallo incipiente. En este caso se produjo un fallo que se resolvió por sí mismo y que no exigió ningún corte de suministro



8 Vista del fallo catastrófico que siguió a la situación de **7**, en el que se observan corrientes trifásicas **a**, tensiones **b**, análisis de fasores de corriente **c** y análisis de fasores de tensión **d**.



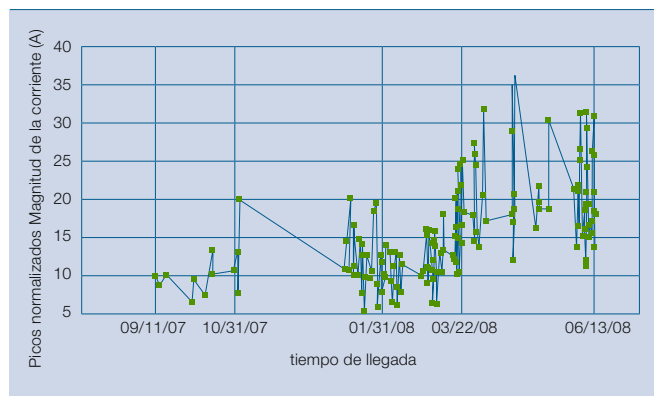
En **7** se ilustra un ejemplo de fallo incipiente ocurrido en una línea de suministro. El fallo alcanzó un máximo en 1.287 A y duró 0,22 ciclos sin provocar ningún corte del suministro ni el accionamiento de ningún fusible. Por lo tanto, no se guardó ningún registro en los datos de gestión de cortes. En la supervisión posterior se detectaron otros 140 fallos incipientes similares, hasta que se produjo, nueve meses después, el fallo catastrófico que quemó un fusible de 65 A. Los valores de intensidad y tensión de este incidente final se muestran en **8**, donde se observa un pico de avería de unos 5.000 A. Entre el primer incidente y el fallo catastrófico hubo otros fallos incipientes similares con picos de corriente de entre 1.000 A y 3.000 A y con polaridad tanto positiva

como negativa. Ninguno de estos incidentes dejó huella en los datos de corte de corriente ni provocaron ninguna interrupción del suministro a los clientes. El análisis de tendencias y la cuantificación posteriores revelaron la evolución progresiva de los picos normalizados hacia el momento del fallo final **9**. El pico normalizado aumentó hasta casi tres veces su valor inicial hacia el final del período de supervisión. Esta observación indica que la integridad del empalme del cable se fue degradando con cada nuevo arco. Este conocimiento casi en tiempo real de la línea de suministro aumenta el valor de las instalaciones de sensores existentes y es fácil de renovar. Aprovecha el potencial de los datos de subestación que ya están registrando los

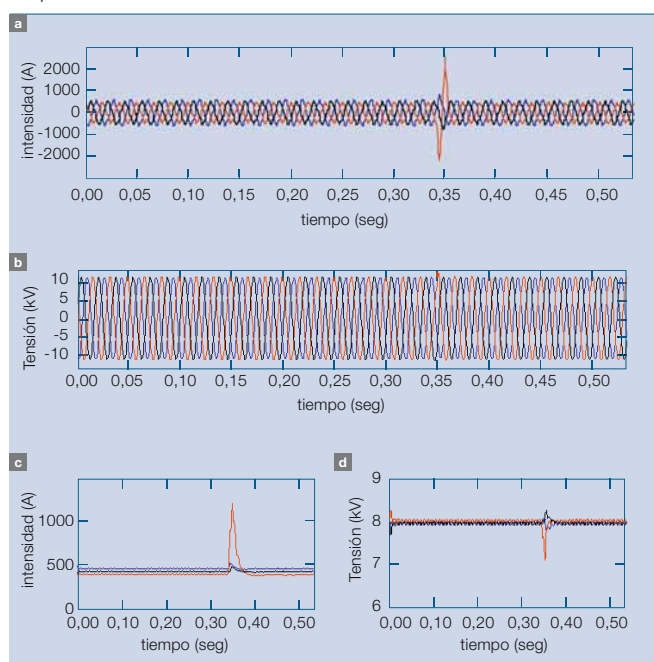
sistemas de protección digitales pero que siguen infrautilizados. Se obtiene así una capacidad de supervisión permanente. Además, también demuestra que es posible identificar la huella de una clase única de fallos de la línea de suministro que evolucionan a lo largo del tiempo y se repiten en una etapa incipiente hasta provocar una avería real.

Puede realizarse un análisis similar de otros tipos de incidentes de la línea de suministro, en particular de los fallos permanentes de cables subterráneos. La figura **10** ilustra un ejemplo de avería de un cable lateral de la línea principal que se resolvió con un fusible de 40 A. Recoge las curvas en bruto de los datos de intensidad **10a** y tensión **10b**, así como las de magnitud del fasor **10c** y **10d**. Las

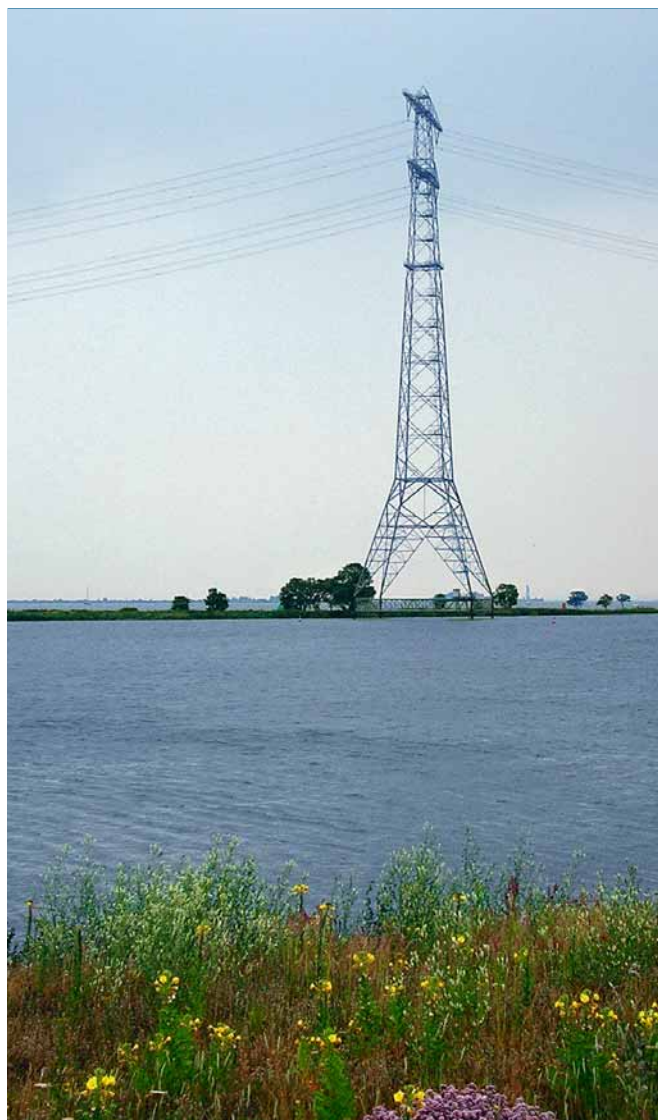
9 Tendencia de la corriente de falta que provoca el fallo de **8**



10 Trazados de formas de onda **a**–**b** y de magnitud del fasor **c**–**d** para un fallo del cable subterráneo

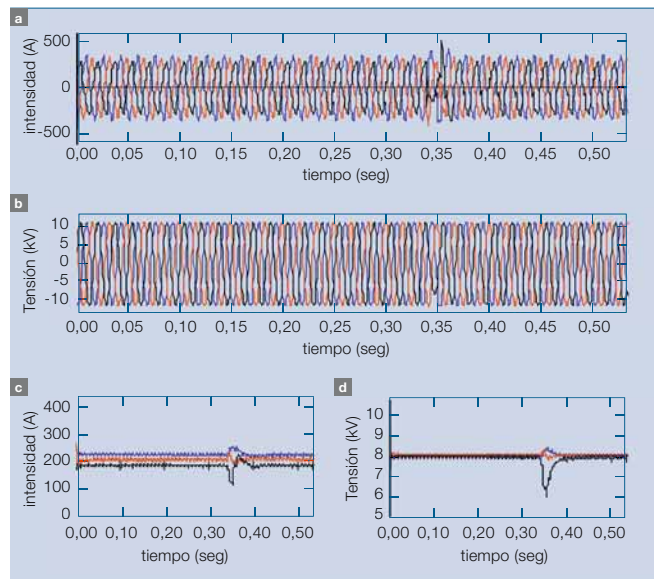


Los incidentes de transmisión se propagan por la red de transmisión y pueden afectar también a la red de distribución



Transmisión y distribución

11 Formas de onda de intensidad **a** y de tensión **b** y los correspondientes trazados de magnitud del fasor de intensidad **c** y de tensión **d** para un fallo del cable subterráneo en un alimentador contiguo



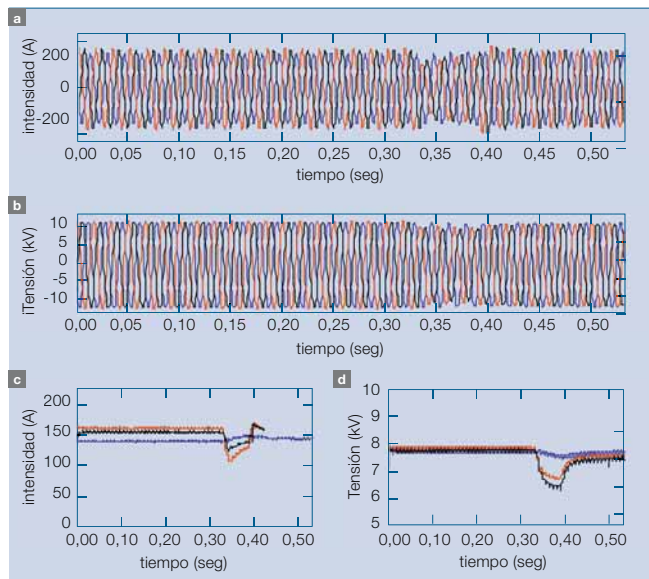
curvas de intensidad muestran el ciclo secundario de los picos de corriente. Gracias al empleo de inteligencia incorporada y al análisis automatizado, este incidente pudo detectarse y confirmarse con los datos de la empresa eléctrica. Además, este tipo de procesamiento también detecta fallos en la línea de suministro adyacente. La figura 11 ilustra un ejemplo de fallo de un cable subterráneo en una línea adyacente a la supervisada. Las curvas muestran una caída de tensión y su efecto en la forma de onda de la intensidad. Por último, también se pueden observar y analizar al nivel de la distribución algunos incidentes de transporte y generación. En 12 se ilustra un ejemplo de fallo en un punto anterior del sistema de transporte. Las curvas revelan caídas de intensidad y tensión en varias fases.

El camino hacia la red inteligente

El camino para conseguir una red inteligente pasa por modernizar una red eléctrica centenaria para satisfacer o superar las necesidades de la sociedad digital y fomentar la participación de los clientes. Esto se consigue en parte asegurando o

mejorando la adquisición de datos, la gestión, el transporte, la interpretación y la automatización de los sistemas en su conjunto, desde las instalaciones del cliente final hasta las centrales eléctricas convencionales y renovables. El área clave para esta modernización es la red de distribución y la última milla, que están experimentando un cambio radical en relación con su diseño y su propósito original. Se necesitan medios de comunicación para mejorar la protección, el control y la automatización con distintos niveles de inteligencia para procesar los datos de servicio y actuar con inteligencia, seguridad y a tiempo. La detección en tiempo real y automatizada de sucesos en redes de distribución, y su notificación casi en tiempo real, son requisitos imprescindibles para alcanzar el objetivo final de pasar a un modo de protección, control y supervisión en bucle cerrado. Esta visión del futuro se materializará si se obtienen datos brutos útiles y se emplean sistemas de inteligencia sin fallos que proporcionen información práctica para tomar las decisiones de control adecuadas mediante una infraestructura de

12 Formas de onda de intensidad **a** y de tensión **b** y los correspondientes trazados de magnitud del fasor de intensidad **c** y de tensión **d** para un fallo de transmisión aguas arriba



comunicación fiable. Aunque muchos sensores en la red proporcionan más datos, es decisivo extraer de forma oportuna y eficaz la información esencial para lograr realmente los objetivos de la red eléctrica del siglo XXI. Se espera que la integración de dichas funciones en el funcionamiento de la red ayude de forma eficaz a que sea más eficiente, fiable, robusta e inteligente que antes.

Mirrasoul J. Mousavi

Vaibhav D Donde

James Stoupis

Le Tang

ABB Corporate Research
Raleigh, NC, Estados Unidos
mirrasoul.j.mousavi@us.abb.com
vaibhav.d.donde@us.abb.com
james.stoupis@us.abb.com
le.tang@us.abb.com

John J. McGowan

ABB Distribution Automation
Allentown, PA, Estados Unidos
john.j.mcgowan@us.abb.com

Referencias

- [1] Moghe, R. M., Mousavi, J., Stoupis, J., McGowan, J. (2009, marzo 15–18). "Field investigation and analysis of incipient faults leading to a catastrophic failure in an underground distribution feeder", in Proc. of Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Seattle, Washington.

Agradecimientos

Los autores agradecen las aportaciones del grupo Xcel Energy's Utility Innovations dirigido por Dennis Stephens y del personal de operaciones e ingeniería por su apoyo constante del proyecto de investigación y desarrollo en curso. También dan las gracias a Mickey Foster de ABB por sus continuos esfuerzos durante el transcurso de este proyecto.

Gestión de redes para la red de distribución

Centros de operaciones innovadores gestionarán las redes de distribución futuras

Tim Taylor, Marina Ohm



Las redes eléctricas clásicas se han gestionado cuidadosamente desde los centros de operaciones para garantizar el mantenimiento de un suministro de energía suficiente a pesar de los picos y valles de la demanda. Cada sección de la red tiene un centro de operaciones que realiza y coordina diversas funciones, como la vigilancia de sistemas, el control y la administración y expedición de cuadrillas. Se ha considerado tradicionalmente “el cerebro” del sistema eléctrico, desde el que se han dirigido las operaciones.

A medida que los sistemas de distribución evolucionan y se convierten en sistemas de distribución inteligentes, los centros de operaciones que los controlan están evolucionando para adoptar funciones nuevas para gestionar dichas redes. Los distintos sistemas de TI utilizados en esos centros de control se están simplificando y se comunican con fluidez para proporcionar un sistema integrado de vigilancia y gestión. Las aplicaciones y el software analítico más avanzados están proporcionando análisis más sofisticados y 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 a los decisores responsables de las operaciones, el mantenimiento y la planificación. Dichos centros de operaciones integrados ayudan a las organizaciones de distribución a alcanzar sus objetivos a pesar de las dificultades crecientes.

Transmisión y distribución

En el pasado, los sistemas convencionales de vigilancia y control de las redes de distribución eran de una tecnología relativamente sencilla. Era frecuente ver tableros que mostraban el estado del sistema. Estos tableros podían estar cubiertos de etiquetas adhesivas, chinchetas y cambios sobre la marcha, probablemente difíciles de controlar y poco flexibles. Para dirigir el trabajo de mantenimiento en el sistema se utilizaban mapas en papel de los circuitos de distribución, a menudo anotados a mano, que corrían el riesgo de quedar obsoletos. Para planificar, ejecutar y hacer el seguimiento de las conmutaciones programadas en el sistema, se utilizaban órdenes de conmutación en papel. Los operadores recibían llamadas de corte de suministro, y disponían de escasa información para ofrecer a los clientes acerca de los cortes. Se solían utilizar avisos en papel para hacer el seguimiento de los cortes de suministro de los clientes. Las comunicaciones con las cuadrillas que estaban sobre el terreno se realizaban por radio. Estas cuadrillas tenían que indicar su ubicación a los centros operativos, y la comunicación de conmutaciones, la colocación de etiquetas y otras operaciones se hacían verbalmente.

Esto no significa que las operaciones de distribución se hayan mantenido inalteradas a lo largo del tiempo. Del mismo modo que han cambiado la tecnología y las necesidades empresariales, también lo han hecho muchos de los centros de operaciones de distribución. Muchos sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) se han ampliado a partir del sistema de transmisión para incluir la vigilancia y el control de los disyuntores de alimentación de media tensión (MT). En algunos casos, el sistema SCADA se ha ampliado aún más, más allá del disyuntor de alimentación de media tensión, a equipos tales como reconectores, interruptores y conmutadores de condensador. Los modernos sistemas de gestión de cortes de suministro (OMS) por ordenador utilizan modelos de conectividad, y las interfaces gráficas de usuario se han hecho más comunes. Un OMS suele incluir funciones como gestión de llamadas de queja, análisis y predicción de cortes de suministro, gestión de cuadrillas e informes de fiabilidad. En algunas empresas de distribución, un OMS puede ser utilizado simultáneamente por centenares de usuarios. Integra la información sobre clientes, estado del sistema y recursos tales como las cuadrillas.

Situación

A pesar de los progresos realizados, sigue habiendo cuestiones fundamentales pendientes de abordar. La tabla recoge ejemplos y describe las consecuencias de los sistemas de TI separados (no integrados), de una imagen incompleta del estado del sistema en tiempo real y de la falta de aplicaciones avanzadas en las operaciones de las organizaciones de distribución **1**.

Justificación del cambio

En los últimos años, varios factores externos han ayudado a acelerar el desarrollo y la expansión de las aplicaciones para una tecnología de red inteligente. Los factores del cambio comprenden la sociedad y los gobiernos, el entorno empresarial de las organizaciones de distribución y la tecnología. En muchos países, la legislación y las iniciativas reglamentarias se han dirigido hacia la modernización de la red. La sostenibilidad medioambiental y las formas de limitar las emisiones de dióxido de carbono han llevado a un mayor interés por las redes inteligentes. Los costes crecientes de la nueva generación y transmisión de energía, tanto en términos de infraestructura como de costes del combustible, son factores que también influyen en el cambio tecnológico. Otros factores del desarrollo y de la adopción de la tecnología de red inteligente han sido el interés del público por estabilizar el cambio climático mediante una mayor utilización de energías renovables y la exigencia de una mejora de la generación distribuida y la respuesta a la demanda por parte de las compañías eléctricas y los gobiernos. Desde un punto de vista empresarial, no obstante, las organizaciones de distribución confían en que las redes inteligentes las ayuden a mantener o mejorar la fiabilidad, aumentar el aprovechamiento de los recursos, abordar el envejecimiento de la infraestructura y reducir las consecuencias de la pérdida de conocimientos a medida que los empleados llegan a la edad de jubilación.

La tecnología también ha impulsado con fuerza el desarrollo de la red inteligente. La tecnología de las comunicaciones ha experimentado un notable desarrollo en la última década. En la actualidad, las empresas de distribución pueden elegir entre muchas soluciones diferentes. La comunicación se puede basar en una

1 Deficiencias en los centros de operaciones de distribución actuales para la gestión de redes inteligentes

	Sistemas de TI independientes	Estado del sistema en tiempo real incompleto	Pocas aplicaciones avanzadas
Ejemplos	 - Falta de integración en: - Sistema de información al cliente - Sistema de información geográfica - Llamadas de queja - Gestión de equipos - Gestión de pedidos de conmutación - AMI - SCADA - Gestión de la plantilla móvil - Gestión del trabajo	 - Falta de: - Información sobre carga de equipos - Estado de los contactos de los reguladores de tensión de los conmutadores, baterías de condensadores - Localización de fallos momentáneos en el sistema - Estado de los recursos distribuidos - Demanda/carga de clientes	 - Falta de aplicaciones para: - Localización de fallos - Análisis de conmutación de restablecimiento - Control volt/var - Estimación del estado de distribución
Consecuencias	- Procesos de trabajo ineficientes - Datos inexactos y/o redundantes - Cortes de suministro más largos - Posible incumplimiento de los procesos de trabajo con posibles problemas de seguridad	- Utilización ineficiente de equipos - Dificultad para permitir a los clientes la conexión a la red de los recursos de energía de distribución - Falta de comprensión de las operaciones automáticas en el alimentador	- Cortes de suministro más largos - Uso ineficiente de las horas de los equipos - No ofrece oportunidad de reducir la demanda de los clientes mediante control de la tensión en horas punta - Mayores pérdidas del sistema - Más quejas de los clientes por tensión fuera de los márgenes

red especializada, propiedad de la organización de distribución (por ejemplo, redes de radio SCADA), o en una infraestructura de terceros (por ejemplo, redes de proveedores del sistema global para comunicaciones móviles, o GSM). La organización de distribución puede seleccionar la tecnología adecuada en función de diversos factores, como la disponibilidad y el ancho de banda necesarios. Cualquiera que sea la elección, sin duda aumentará la comunicación bidireccional complementaria en las redes de distribución.

Hay un número creciente de equipos de distribución cuyas líneas de alimentación cuentan con detección, procesamiento de datos, control y comunicaciones. Los sistemas de automatización empiezan a ser más habituales, con dispositivos inteligentes dentro de una red doméstica. El despliegue de esta tecnología dependerá del desarrollo y la unificación de las normas de interoperabilidad. En los Estados Unidos y en Europa, el desarrollo de dichas normas está generalizado.

Los sistemas de automatización empiezan a ser más habituales, con dispositivos inteligentes dentro de una red doméstica.

Integración de sistemas

ABB es líder en el desarrollo de redes inteligentes en todo el mundo y ha invertido tiempo y recursos en la creación de sistemas para los centros de operaciones que controlarán las redes inteligentes. Tres áreas importantes de la integración de sistemas son: la integración del sistema de gestión de distribución (DMS) con SCADA, la integración de la infraestructura de medición anticipada (AMI) con el DMS y la integración de los datos procedentes de los gateways de subestación.

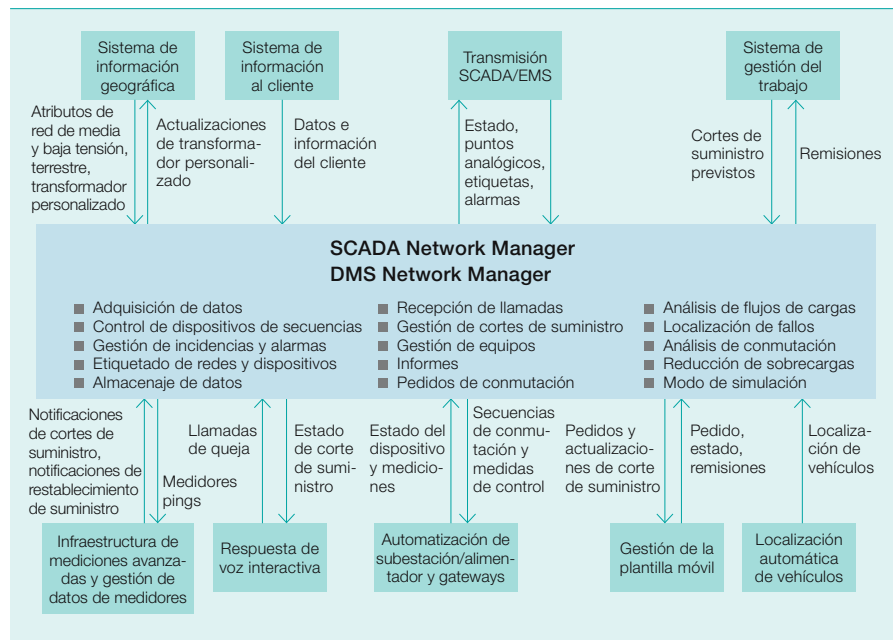
ABB lleva mucho tiempo siendo líder en la integración de SCADA al nivel de distribución con las aplicaciones de DMS. A medida que la red inteligente impulsa a un mayor número de empresas de distribución a instalar más sistemas SCADA en el sistema de distribución, ABB sigue mejorando su integración. La funcionalidad disponible incluye ahora la transferencia de situa-

ción/puntos analógicos desde SCADA al DMS; el envío de comandos de control de supervisión y de cancelación manual desde el DMS al sistema SCADA; una interfaz de usuario integrada que se ejecuta en la misma consola del operador de PC entre los dos sistemas; y conexión única integrada para los usuarios.

Las ventajas de integrar SCADA con DMS son:

- Operaciones mejoradas gracias a la estrecha integración de las aplicaciones de DMS con el SCADA de distribución.
- Mayor eficiencia del operador con un solo sistema, al eliminar la necesidad

2 Integración de sistemas para el centro de operaciones de las redes de distribución



3 Funcionalidad y ventajas de las aplicaciones avanzadas

Aplicación DMS	Funcionalidad	Ventajas
Análisis de flujos de cargas desequilibrados	Determinación de las intensidades de las líneas y las tensiones de los nodos por fase para el conjunto del sistema de distribución, ya sea online u offline en el modo de simulación	■ Se da a conocer mejor el sistema ■ Se utilizan más los activos ■ Se mejora la planificación de contingencias
Asignación de cargas y estimación de estado	Asignación inteligente de las mediciones a distancia o de los históricos de mediciones en la red para calcular flujos de potencia estimados, tensiones e infracciones de límites basados en condiciones en tiempo real	■ Mejores flujos de cargas y cálculos de estimaciones de estado ■ Mejor notificación de equipos con sobrecarga e infracciones en relación con la tensión
Localización de fallos	Identificación de posibles localizaciones de fallos en el sistema	■ Mayor eficiencia de los equipos en la gestión de los cortes de suministro ■ Menores índice de duración media de las interrupciones de suministro a clientes (CAIDI) e índice de duración media de las interrupciones del sistema (SAIDI)
Análisis de conmutación de restablecimiento	Evaluación de los esquemas de conmutación de restablecimiento y de aislamiento	■ Mayor eficiencia de los operarios durante los cortes de suministro ■ Más fiabilidad
Control volt/var de distribución	Supervisión y control de los condensadores de línea, los reguladores de tensión y los cambiadores de tomas en carga (LTC) para reducir las cargas pico y las pérdidas del sistema	■ Menor demanda de los clientes en los picos del sistema ■ Menores pérdidas del sistema ■ Mejores perfiles de tensión
Descarga de líneas	Cómputo y análisis de las opciones de transferencia de cargas, incluida la reducción de sobrecarga	■ Menos fallos en modo térmico ■ Vida de los equipos más larga debido a la reducción de sobrecargas ■ Mayor utilización de los activos
Conmutación y restablecimiento a distancia	Reconfiguración automática del alimentador teniendo en cuenta las condiciones operativas de la red	■ Menores CAIDI y SAIDI ■ Menores pérdidas del sistema

Transmisión y distribución

de recurrir a varios sistemas con datos potencialmente distintos.

- Análisis integrado de la seguridad para las operaciones de subestaciones y circuitos para comprobar si existen en un área etiquetas que afecten a las operaciones de otra.
- Gestión simplificada de conexiones y autorizaciones en un solo sistema.
- Soporte de sistemas consolidado para DMS, OMS y SCADA de distribución.

La instalación de sistemas AMI aumenta rápidamente, y ABB está desarrollando formas en que las organizaciones de distribución puedan aprovechar los datos AMI para fines operativos. Se han desarrollado interfaces entre AMI/MDM (gestión de datos de medidores) y SCADA/DMS para consultas de situación de los medidores, notificaciones de corte de suministro y notificaciones de restablecimiento. Las ventajas incluyen una reducción de la duración del corte de suministro para los clientes y un uso más eficiente de los recursos de campo. Se está explorando el uso en las aplicaciones de DMS de otros datos AMI, como los datos de demanda de intervalo y las infracciones en relación con la tensión. Esto proporcionaría ventajas añadidas, como un mejor conocimiento

de la carga del sistema y mejores perfiles de tensión en todo el sistema. Además, muchas empresas están aumentando el grado de automatización y los gateways de subestaciones en sus sistemas. Esto proporciona un mayor acceso a los datos de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) instalados en las subestaciones y en los sistemas de distribución, muchos de los cuales disponen de funciones de comunicaciones. Éstos incluyen controles más inteligentes de reconectores, controles de conmutación y controles de regulador de tensión. La integración de estos sistemas con el DMS ofrece la ventaja de un control local descentralizado al nivel de subestación/red de alimentación, a la vez que optimiza el sistema a través del DMS al nivel del sistema. La integración de SCADA y DMS con otros sistemas proporciona un centro de operaciones integrado para gestionar la red inteligente **2**.

Aplicaciones de red avanzadas

Con su plataforma Network Manager™, ABB está liderando el sector de la distribución en el desarrollo de aplicaciones avanzadas para la gestión de los sistemas de distribución. Las aplicaciones avanzadas utilizan el modelo de red

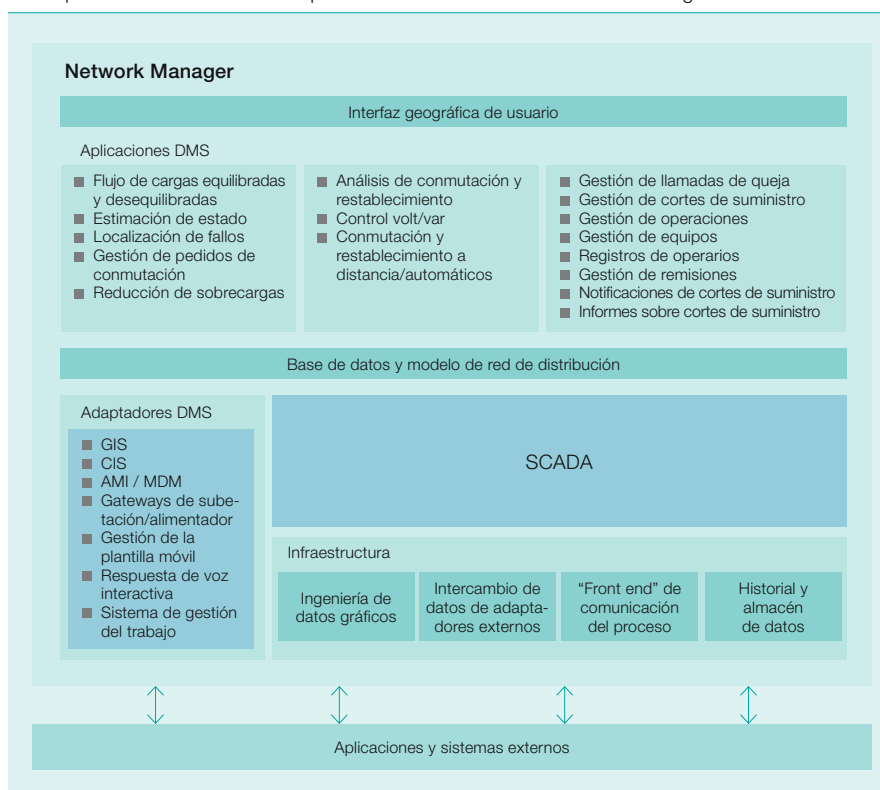
junto con el control de las condiciones de funcionamiento de la red con el fin de proporcionar recomendaciones para que dicho funcionamiento sea óptimo. Como se muestra en la tabla, las aplicaciones avanzadas pueden ofrecer soluciones a muchos de los problemas a los que se enfrentan actualmente las organizaciones de distribución **3**. En muchos casos, las organizaciones de distribución deciden dejar al operador en el bucle de decisión para que pueda supervisar el sistema; pero, a medida que las redes inteligentes evolucionen, el deseo de reducir al mínimo la intervención humana favorecerá un enfoque de bucle cerrado o automatizado. En el futuro, el grado de automatización del sistema será una decisión empresarial para cada organización de distribución.

El centro de operaciones

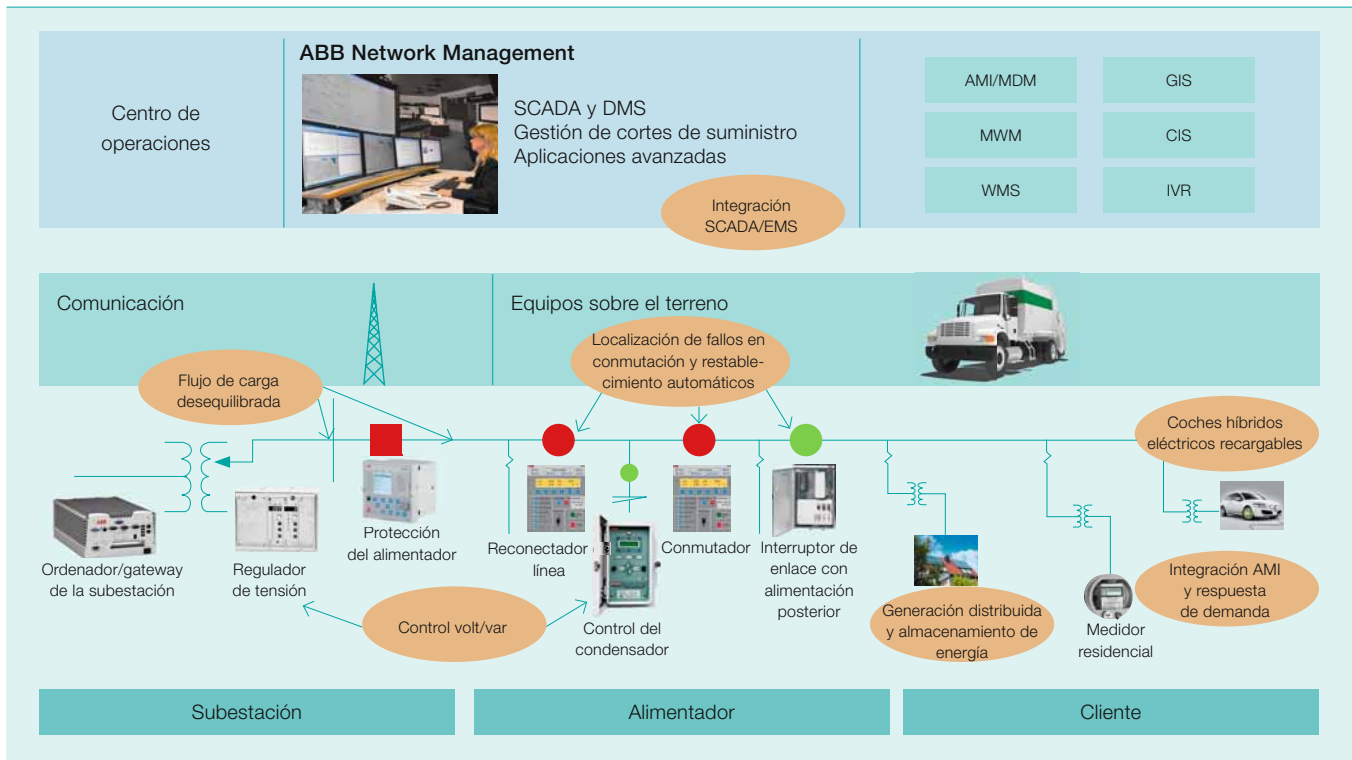
Puede ver la arquitectura de un centro de operaciones de distribución completamente integrado en **4**. Las aplicaciones de DMS se utilizan para la gestión óptima de los sistemas de distribución con respecto a la carga de los equipos, la eficiencia, el control de la tensión, la gestión del trabajo, la gestión de cortes de suministro y la fiabilidad. Las aplicaciones de DMS utilizan el modelo de base de datos de distribución y conectividad de la red eléctrica. El modelo de red se crea inicialmente utilizando una carga de datos única de un sistema de información geográfica (GIS) y se actualiza periódicamente desde el GIS utilizando un proceso de actualización incremental.

Una parte fundamental del sistema integrado de control de distribución es la integración de los distintos sistemas de TI utilizados en el manejo de los sistemas de distribución. Esto incluye el sistema SCADA como un elemento clave de recogida de datos y control del sistema. Existe una tendencia a que las empresas de distribución amplíen los sistemas SCADA, más allá de la subestación de distribución, a la red de suministro, proporcionando un mejor conocimiento coyuntural y un mejor control del sistema de distribución. Las interfaces con otros sistemas incluyen los sistemas AMI y MDM, así como gateways de subestación/red de suministro y concentradores de datos. La arquitectura del modo en que se transmiten los datos entre los dispositivos de campo y el centro de operaciones integrado variará

4 Arquitectura de un centro de operaciones de distribución totalmente integradas



5 Centro de operaciones de distribución integradas y examen presentación de la red de distribución



de una a otra organización de distribución. Incluso puede haber varios enfoques dentro de una misma compañía de servicios. Cualquiera que sea el enfoque, esa transmisión de datos es fundamental para un mayor conocimiento operativo.

El centro de operaciones del futuro

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. Puede ver una visión de la red inteligente de distribución, con un centro de operaciones de distribución integrado, en [5]. En términos generales, la complejidad del funcionamiento de los sistemas de distribución irá en aumento. Las cantidades adicionales de generación distribuida y de almacenamiento de energía repercutirán en las magnitudes y en las direcciones de los flujos de potencia en el sistema, y pueden variar a lo largo del tiempo. La respuesta a la demanda, controlada bien por el proveedor de electricidad o por el consumidor, también afectará a los flujos de suministro eléctrico y a los perfiles de tensión. Además, existe ya una mayor tendencia

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

Incluso 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. No será práctico, ni siquiera deseable, transmitir todos los datos e información a los sistemas centralizados en el sistema de control integrado. En lugar de ello, para garantizar el funcionamiento óptimo del sistema, los sistemas del centro de operaciones de distribución integrado únicamente recogerán los datos y la información concretos que se les pasen y sólo actuarán sobre ellos.

Cómo hacer frente al problema

Las redes de distribución inteligentes necesitarán centros de operaciones innovadores para una gestión eficaz del sistema. ABB ha trabajado continuamente para definir y desarrollar centros de operaciones integrados para redes

de distribución inteligentes, incluida la integración avanzada de los sistemas existentes y el desarrollo de nuevas aplicaciones. Las operaciones de las redes inteligentes ofrecerán una visión completa del sistema de distribución, incluida la situación y vigilancia del sistema, control, respuesta a cortes de suministro, trabajo planificado, carga óptima de los equipos, un mejor control de la generación distribuida, almacenamiento de energía y recursos de respuesta a la demanda. El centro de operaciones de distribución integrado ayudará a las empresas de distribución en su misión de cumplir los objetivos de los clientes, de los propietarios, de los empleados y de la sociedad.

Tim Taylor

ABB Power Systems
Raleigh, Carolina del Norte, Estados Unidos
tim.taylor@us.abb.com

Marina Ohrn

ABB Power Systems
Zurich, Suiza
marina.ohrn@ch.abb.com

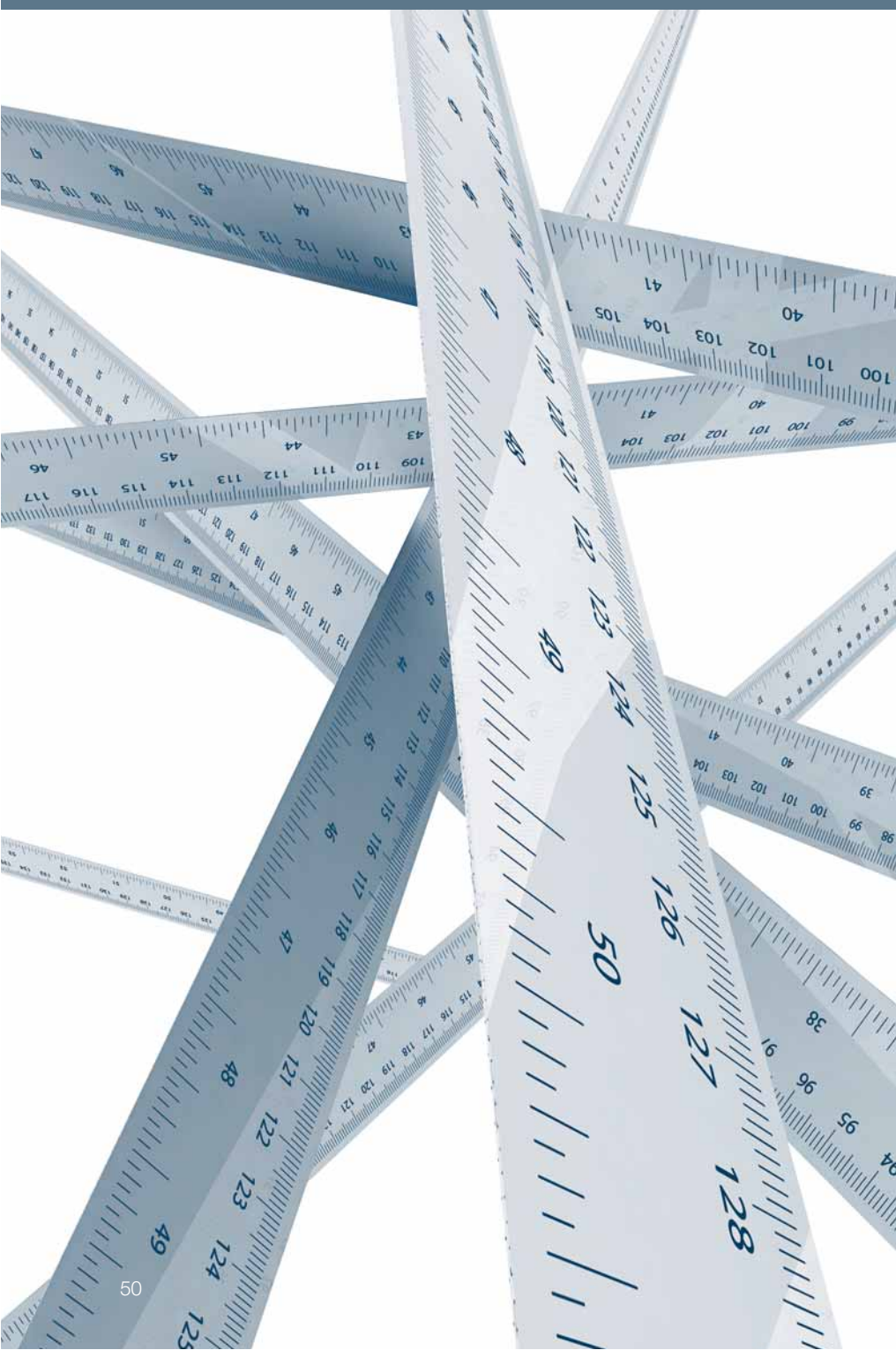
Referencia

- [1] Sen, A., Ohrn, M. Convergencia en la sala de control: Integración de los sistemas de transmisión, distribución y gestión de interrupciones. *Revista ABB* 4/2005, páginas 30-32.

En armonía

Definición de normas mundiales de eficiencia energética

Janusz Maruszczyk, Michel Lhenry, Mikko Helinko, Zbigniew Korendo



La eficiencia energética se ha convertido en un atributo esencial de los productos y los sistemas industriales actuales. Pero la gran cantidad de normas diferentes en este ámbito hace que la comparación directa de indicadores de rendimiento y de eficiencia energética sea muy difícil, si no imposible. La globalización de los mercados exige comparar la eficiencia energética de los dispositivos en el mismo grupo de productos, con independencia de dónde se fabricó un dispositivo concreto. La armonización de las normas y de la legislación correspondiente es un requisito para la proliferación fructífera de las tecnologías de bajo consumo.

Las iniciativas de normalización han permitido la armonización de los requisitos de eficiencia energética, los métodos de ensayos y los programas de certificación en algunas áreas, entre ellas los motores eléctricos. En la actualidad, las principales organizaciones de desarrollo de normas, así como los organismos intergubernamentales, están trabajando en la definición de marcos comunes para poder comparar la certificación de productos y sistemas en cuanto a su utilización de la energía. No es más que el inicio de una importante tarea.

Desde un punto de vista técnico y legal, el mercado electrotécnico es muy complejo. Cada dispositivo eléctrico debe cumplir diversos requisitos que tienen que ver con su aplicación, su seguridad y su compatibilidad con otros dispositivos. Estos requisitos pueden estar incluidos en reglamentos, procedimientos o normas nacionales, regionales o industriales. A menudo existen otros requisitos indirectos.

Las normas pueden abordar la eficiencia energética de un dispositivo específico de distintas formas. El proceso típico para determinar la eficiencia de un dispositivo medirá el valor de las pérdidas de energía de acuerdo con las reglas definidas en una norma. Los resultados (pérdidas de energía o eficiencia energética calculada) se contrastan con los índices de eficiencia (valores normativos de pérdida o eficiencia) para determinar si el dispositivo cumple los requisitos mínimos de eficiencia energética (MEPS) u otras normas. Si el dispositivo cumple los requisitos MEPS de un país dado, puede comercializarse. Si satisface los criterios del plan de etiquetado voluntario, también puede etiquetarse y reconocerse como un producto energéticamente eficiente.

Las normas definen qué es la eficiencia energética, determinan el procedimiento para realizar las pruebas y las medidas del consumo de energía e integran los requisitos de MEPS o los planes de etiquetado voluntario. Los problemas surgen cuando no se armonizan dichas normas en todos los países o industrias. Un buen ejemplo del éxito de la armonización de las normas se encuentra en el sector del motor eléctrico.

Armonización de motores

Se estima que los motores eléctricos consumen el 40% de la electricidad mundial en una variedad de aplicaciones. La mejora de la eficiencia de los motores depende de la reducción total de todos los tipos de pérdidas de energía propias de estas máquinas:

- Pérdidas en el devanado del estator (P_s)
- Pérdidas en el núcleo de hierro (P_{fe})
- Pérdidas en el rotor (P_r)
- Pérdidas por fricción y resistencia aerodinámica (P_{fw})
- Otras pérdidas de carga (P_{ll})

Durante muchos años se usaron dos normas principales en todo el mundo para determinar estas pérdidas:

- IEC 60034-2
- IEEE 112 método B (o IEEE 112-B)

La norma IEC 60034-2 se empleó principalmente en Europa, India y China, y previamente en Australia y Nueva Zelanda. El método definido en la norma IEEE 112-B se usó en Norteamérica y en países con una red eléctrica de 60 Hz. En torno al año 2000 se introdujo en Australia y Nueva Zelanda un método similar al IEEE 112-B, pero la norma IEC 60034-2 todavía puede usarse en dichos países. En Canadá se adoptó una norma equivalente (CSA C390).

La norma IEEE 112-B eliminó los problemas de temperatura de la IEC 60034-2 para calcular las pérdidas en el devanado del estator y en el rotor a temperatura constante. Además, se creó un procedimiento de ensayo para determinar otras pérdidas de carga para evitar el margen fijo actual de la norma IEC 60034-2. Como consecuencia, surgieron dos métodos de determinación de la eficiencia predominantes para el motor eléctrico multifásico: IEC e IEEE 112-B **1**.

En la Unión Europea, la determinación de la eficiencia se realizó de acuerdo con el método de ensayo descrito en la norma IEC 60034-2. El acuerdo voluntario del Comité Europeo de Fabricantes de Máquinas Eléctricas y Electrónica de Potencia (CEMEP) definió tres clases posibles de eficiencia para los motores:

- EFF3 Motores de baja eficiencia
- EFF2 Motores de eficiencia mejorada
- EFF1 Motores de alta eficiencia

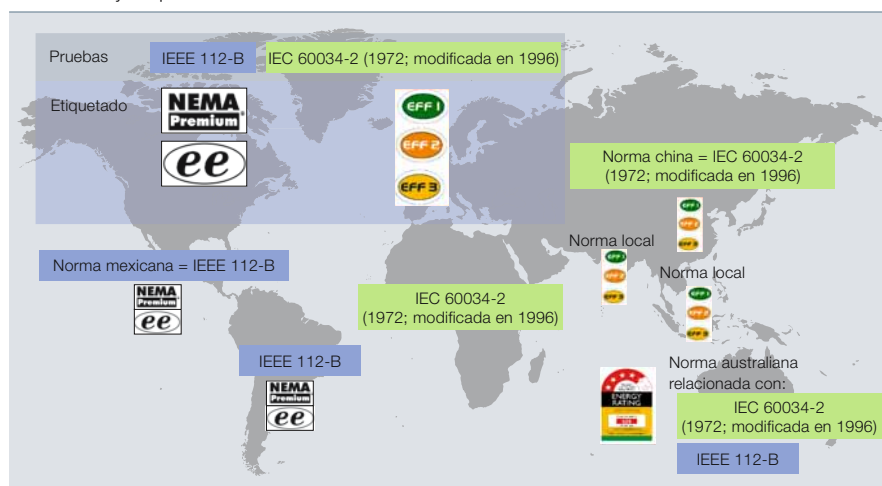
El acuerdo también estipuló que los fabricantes deben marcar el nivel de eficiencia en las placas de características del producto y en una tabla de datos de muestra para ayudar a los usuarios a seleccionar e identificar el motor más adecuado.

En los Estados Unidos, la determinación de la eficiencia se basó en la norma IEEE 112. El método de ensayo, IEEE 112-B, exigía medidas directas de todas las pérdidas en una frecuencia de red eléctrica de 50 ó 60 Hz. Los MEPS para todos los motores fabricados o utilizados en los Estados Unidos se establecieron en la Ley de Política Energética (EPAct 1992). Posteriormente, NEMA propuso un programa de certificación voluntaria, NEMA Premium, que se basó en la norma IEEE 112-B. Tanto para los requisitos obligatorios como para los voluntarios, los resultados de las medidas se contrastaron después con los índices de eficiencia específicos, que se definieron en la norma NEMA MG1.

Además, Estados Unidos utiliza la norma industrial IEEE 841 en las industrias química, petrolífera y metalúrgica con motores para cargas pesadas con largos períodos de servicio.

Así, las soluciones en otros países fueron una adaptación de los planteamientos de la UE o EE.UU.: se armonizaron o eran similares a las normas IEC 60034-2 o IEEE 112-B.

1 Normas y etiquetas relativas a la eficiencia de los motores: evolución histórica



Normas y eficiencia

Brasil, por ejemplo, tiene un método de ensayo basado en IEEE 112-B, pero los MEPS existentes son distintos de los que se usan en los Estados Unidos. En la India, las clases de eficiencia se armonizaron con CEMEP, pero el método de ensayo se basa en la norma local en lugar de la norma IEC. China adoptó la política de los MEPS; los requisitos mínimos de eficiencia energética y los grados de eficiencia energética para motores asíncronos trifásicos de pequeño y mediano tamaño se describen con la norma China GB 18613-2006. Sin embargo, a efectos de pruebas, se utiliza la norma local GB/T 1032, equivalente a la IEC 60034-2. Además, en China hay varios grupos de normas comunes (por ejemplo, los llamados motores de la serie Y). Estos tipos de motores, aunque no se describen en las normas predominantes, están ampliamente reconocidos en el mercado chino y se consideran como la referencia.

Los diferentes métodos de prueba y planes de etiquetado produjeron algunos problemas a la hora de comparar la eficiencia de los motores. Además, también surgieron algunos problemas por la nomenclatura utilizada para las diferentes economías. La frase “motor de alta eficiencia” puede tener un significado diferente en distintos mercados o países. Podría darse el caso de que lo que se consideraba un motor de alta eficiencia en un país apenas cumpliría los niveles mínimos de eficiencia de otro con tecnologías más avanzadas. En su conjunto, estos elementos estaban bloqueando la promoción mundial de los motores energéticamente eficientes.

Trabajar para la homogeneización
Se realizaron, por lo tanto, esfuerzos

para unificar y alejarse de la redundancia de las prácticas existentes de normalización. Con la base de una nueva propuesta de trabajo emitida por el Comité Nacional Alemán, la DKE K311, el IEC TC 2 (la Comisión técnica de máquinas eléctricas giratorias) estableció un grupo de trabajo (WG 31) en 2006 y se le asignó la tarea de definir las clases de eficiencia energética para los motores industriales trifásicos.

Otro colaborador en este proceso de armonización fue la iniciativa privada conocida como normas de eficiencia energética para los sistemas de motores eléctricos (SEEEM), creada en 2006, cuyas recomendaciones también tuvo en cuenta el grupo WG 31.

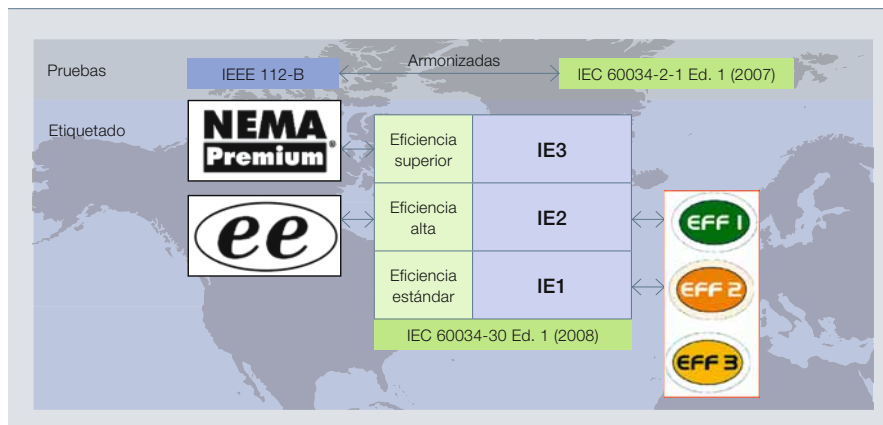
La primera reunión del WG 31 se celebró en octubre de 2006 en Frankfurt, Alemania. En la segunda reunión, celebrada en mayo de 2007 en Washington, D.C., se vio claro que la existencia de una norma de clasificación por sí sola no resolvería todos los problemas; también debían describirse los métodos para el funcionamiento energéticamente eficiente de los motores eléctricos y las aplicaciones. En mayo de 2007 se presentó una propuesta para crear una guía de eficiencia energética en la junta general del IEC TC 2 en Milán, Italia, donde se confirmó el proyecto y se presentó bajo el nombre de IEC TS 60034-31.

El IEC TC 2 también comenzó a revisar la norma IEC 60034-2, que ya llevaba muchos decenios en uso. La revisión empezó en 1996, cuando el CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) recibió un mandato de la

Comisión Europea (M244) y encargó la tarea de desarrollar una nueva norma de ensayo a la IEC. El objetivo era preparar una nueva norma IEC similar a la IEEE 112-B. En la primera reunión del grupo WG 2 de la IEC SC2G en septiembre de 1997 en Frankfurt, un miembro del grupo de trabajo de la IEC presentó el método de ensayo IEEE 112-B, pero esta primera propuesta no se aceptó (por cierto, el grupo de trabajo WG 2 se convertiría más tarde en el WG 28 del IEC TC 2). Después de muchos años de debate, el método de ensayo se incluyó en la IEC 61972. Más tarde, el método se incluyó en la nueva edición de la IEC 60034-2 ² y como consecuencia, la IEC 61972 se ha retirado.

Otras actividades realizadas por el comité técnico 2 de la IEC, máquinas giratorias (WG 28 y WG 31), dieron lugar a las siguientes normas:
IEC 60034-2-1 (2007) Incluye los métodos de ensayo de la eficiencia (armonizados con IEEE 112-B; sin embargo, todavía existen pequeñas diferencias).
IEC 60034-30 (2008) Define nuevas clases de eficiencia IE1, IE2 y IE3, que se armonizan a 60 Hz con las normas brasileñas (IE1) y con las actuales normas en EE.UU. para los motores cerrados (EPAct para IE2 y NEMA Premium para IE3), por ejemplo, IP44, IP55, y se basan en el programa UE-CEMEP (EFF1, EFF2) para IE2 e IE1. La clase IE3 introducida a 50 Hz se deriva de la IE2 con aproximadamente un 15 por ciento menos de pérdidas. Esta norma excluye los motores que se han diseñado según IEC 60034-25 (es decir, los motores diseñados especialmente para la alimentación con convertidores), y los motores que son parte integral de aplicaciones (por ejemplo, bombas y ventiladores).

² Clases de eficiencia a escala mundial (2009)



Además, actualmente la IEC está desarrollando las siguientes normas:

IEC TS 60034-31 Guía para la selección y aplicación de motores energéticamente eficientes, incluidas las aplicaciones con velocidad variable (publicación prevista en abril de 2010; el segundo borrador está disponible desde abril de 2009).

IEC 60034-2-3 Norma de ensayo para máquinas de corriente alterna alimentadas por convertidores (publicación prevista en julio de 2011).

Mientras tanto, el Departamento de Energía de los EE.UU. ha impuesto que,

a partir del 19 de diciembre de 2010, NEMA Premium se convierte en la norma mínima de eficiencia energética para motores en los Estados Unidos. Para lograr la certificación, el fabricante debe evaluar sus productos en un laboratorio acreditado. Las otras normas (es decir, IEEE 112-B como la norma de ensayo y NEMA MG1 para la clase de eficiencia) permanecen invariables.

En los países de la UE la situación es distinta: el fabricante es el responsable del cumplimiento de las normas. La certificación de terceros no es obligatoria; sin embargo, los organismos públicos efectuarán auditorías ocasionales del mercado. Si un dispositivo no reuniera los niveles de rendimiento requeridos (y estipulados), el fabricante estará obligado a sacarlo del mercado haciéndose cargo de los costes.

El Comité de regulación del diseño ecológico, formado por representantes de los Estados miembros de la UE, votó a favor de una nueva regulación, los requisitos de diseño ecológico en los motores eléctricos, sobre la base de una propuesta de la Comisión Europea. El nuevo reglamento señala la clase de eficiencia energética para motores asíncronos con una potencia de salida de entre 0,75 kW y 375 kW. La clase de eficiencia IE2 definida en EN/IEC 60034-30 será obligatoria a partir del 16 de junio de 2011, la clase IE3 para motores con una potencia nominal (P_N) de 7,5 a 375 kW a partir de 2015 y para los motores con una P_N comprendida entre 0,75 y 375 kW, en 2017. Un motor de clase IE2 se puede utilizar en lugar de un motor IE3 si se alimenta con un accionamiento con convertidor. La Comisión Europea adoptó esta norma el 22 de julio de 2009. Su alcance es algo diferente al de la norma IEC 60034-30 (por ejemplo, incluye los motores accionados con convertidores). La tabla 3 muestra la hoja de ruta de implantación prevista para los diferentes niveles de eficiencia definidos por IEC 60034-30, así como las

3 Hojas de ruta de la implantación de los distintos niveles de eficiencia internacionales, de conformidad con IEC 60034-30

Nivel de eficiencia	Clase de eficiencia IEC 60034-30	Incertidumbre de conformidad con la norma IEC 60034-2-1 (2007)	Países que cuentan con reglamentos sobre el rendimiento
Eficiencia superior	IE3	Incertidumbre baja	EE.UU. (2011) Europa (2015/2017 ¹)
Eficiencia alta	IE2	Incertidumbre baja	EE.UU. Canadá México Australia Nueva Zelanda Brasil (2009) China (2011) Europa (2011 ¹) Suiza (previsto para 2012)
Eficiencia estándar	IE1	Incertidumbre mediana	China Brasil Costa Rica Israel Taiwán Suiza (previsto para 2012)

No hay una fecha que indique que hay en vigor reglamentos específicos MEPS (Normas de Rendimiento de Energía Mínimo). La norma IEC 60034-2-1 incluye varios métodos de prueba asociados a distintas incertidumbres. Para la IE1, los métodos asociados con una incertidumbre mediana o baja son aceptables; para la IE2 y la IE3, es necesaria una incertidumbre baja.

¹ Previsto para implantación a escala de eficiencia en la UE:

- A partir del 16 de junio de 2011, todos los motores entre 0,75 kW y 375 kW deben cumplir los requisitos de eficiencia de la clase IE2.
- A partir del 1 de enero de 2015, los motores con potencia nominal de entre 7,5 kW y 375 kW no pueden tener una eficiencia inferior al nivel IE3, o deben cumplir los requisitos de eficiencia de la clase IE2, y deben ir equipados con un sistema de accionamiento de velocidad variable (VSD).
- A partir del 1 de enero de 2017, los motores con una potencia nominal de entre 0,75 kW y 375 kW no pueden tener una eficiencia inferior al nivel IE3, o deben cumplir los requisitos de eficiencia de la clase IE2, y deben ir equipados con un sistema de accionamiento de velocidad variable (VSD).

normas mínimas de eficiencia energética en distintos países.

El grupo de trabajo 31 del IEC TC 2 está desarrollando actualmente una nueva IEC TS 60034 31. Difundió un borrador

Cuadro 1 Condiciones de la IEC previas a la normalización en el área de la eficiencia energética

- Definición clara, razonable y coherente de "eficiencia".
- Definición de los métodos de ensayo y de medida para la evaluación y la clasificación de la eficiencia.
- Definición de niveles de eficiencia (clases) para productos estándar y básicos.
- Empezar la normalización sólo en las áreas en las que haya un potencial de ahorro importante; dar prioridad a los potenciales elevados.
- Las autoridades prescribirán los valores límites obligatorios.

Fuente: IEC Workshop, Sao Paulo, nov. 2008

en el que proponía las definiciones de la clase super premium o IE4. La clase IE4 de eficiencia energética no se limita a los motores trifásicos de inducción de jaula como las clases IE1, IE2 e IE3 de EN/IEC 60034-30. En cambio, IE4 está pensada para todo tipo de motores eléctricos, en particular para máquinas alimentadas por convertidor (tanto de inducción de jaula como de otros tipos, como motores síncronos de imanes permanentes). En la actualidad, no existen motores en el mercado que tengan este nivel de eficiencia energética. Esto ilustra con bastante claridad que la normalización puede estar determinando la dirección de la tecnología y el desarrollo de los productos.

Justificación de la normalización

Hay normas y etiquetas en todas las áreas de apoyo a las políticas de eficiencia energética, especialmente para aplicaciones o productos específicos (como los motores). Normas:

- Definen qué es la eficiencia (IEC 60034-2-1).

- Formulan procedimientos de ensayo para medir la eficacia (IEC 60034-2-1).

- Establecen índices y requisitos de eficiencia mínimos necesarios para obtener los diversos certificados y etiquetas de eficiencia voluntarios (EN/IEC 60034-30, NEMA MG1).
- Definen las condiciones de mantenimiento que deben satisfacerse para conseguir una eficiencia elevada (ANSI/EASA AR100, EASA/AEMT).
- Describen los reglamentos y requisitos específicos para industrias o sectores determinados (IEEE 841).
- Impulsan la tecnología y el desarrollo de productos hacia soluciones orientadas a la eficiencia energética (IE4, IEC RS 60034-31).

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) presentó el acuerdo de implantación 4E sobre Equipos de consumo eléctricamente eficientes en marzo de 2008. Como parte del 4E, el anexo sobre sistemas de motores eléctricos (EMSA) se centra en el rendimiento de los siste-

Normas y eficiencia

Cuadro 2 Siglas

AFNOR	<i>Association Française de Normalisation</i> (organización nacional francesa para la normalización)
CEMEP	<i>Comité Européen de Constructeurs de Machines Electriques et d'Electronique de Puissance</i> (Comité Europeo de Fabricantes de Máquinas Eléctricas y Electrónica de Potencia)
CEN	<i>Comité Européen de Normalisation</i> (Comité Europeo de Normalización)
CENELEC	<i>Comité Européen de Normalisation Electrotechnique</i> (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica)
EMSA	Anexo sobre sistemas de motores eléctricos
EPAct	Ley de política energética
IEA	Agencia Internacional de la Energía (AIE)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)
ISO	Organización Internacional de Normalización
MEPS	Requisitos mínimos de eficiencia energética (también llamada estándares mínimos de desempeño energético o requisitos mínimos de eficiencia)
NEMA	Asociación Nacional de Fabricantes de Equipo Eléctrico
SEEEM	Normas de eficiencia energética para sistemas de motores eléctricos

Cuadro 3 Motores ABB y nuevas normas y etiquetas de eficiencia

- ABB garantiza que sus productos cumplen plenamente los nuevos requisitos.
- ABB suministra una gama completa de motores de la clase IE2, así como motores de eficiencia superior de la clase IE3.
- Los diferentes motores, incluidos el antideflagrante Ex d, el motor a prueba de ignición de polvo Ex tD y el antichispa Ex nA de 0,75 hasta 375 kW, se etiquetan según la norma IEC/EN 60034-30.
- Los valores de eficiencia se determinan según la norma EN/IEC 60034-2-1 con el método de baja incertidumbre que ésta define.

mas de motores. Aborda la eficiencia energética no sólo desde la perspectiva del producto, sino también respecto al motor como parte de un sistema más amplio que tiene su propio potencial de eficiencia energética. EMSA está construyendo una red mundial de sistemas de motor para proporcionar información sobre las innovaciones en los ámbitos de las normas y la tecnología. El enfoque de sistemas, aunque potencialmente ofrece las mayores ventajas, es muy difícil de normalizar, y por eso los anteriores esfuerzos de normalización se han centrado principalmente en las normas de eficiencia para dispositivos.

El objetivo es la eficiencia energética

En los últimos años, la Comisión Electrotécnica Internacional ha reconocido la eficiencia eléctrica como una de las áreas prioritarias fundamentales. El órgano de gestión de normas de la IEC (IEC-SMB) ha establecido un grupo estratégico (SG 1) –eficiencia energética y energías renovables– que colabora estrechamente con su homóloga ISO –ISO/TMB/SAG EE 1– un grupo asesor estratégico sobre eficiencia energética. El IEC-SMB SG 1 ha definido un conjunto de recomendaciones sobre aspectos relacionados con la eficiencia energética para los comités técnicos de la IEC **Cuadro 1**. Como tal, tras la aprobación del IEC-SMB, estas consideraciones determinan la dirección del trabajo futuro de la IEC en este ámbito.

Una de las necesidades principales que identificó el SG 1 es establecer una terminología y unas definiciones comunes para la eficiencia energética. En la actualidad hay varias iniciativas y actividades en los ámbitos del establecimiento de normas y de la legislación –p. ej., ISO/CSC/STRAT, un foro sectorial para la gestión energética (SFEM) del CEN/CENELEC, o las normas y leyes actuales de la IEC– que se refieren a los aspectos básicos (por ejemplo, eficiencia energética, rendimiento energético) de formas distintas. En consecuencia, su interpretación puede diferir en distintos contextos y aplicaciones. Por recomendación del SG 1, ISO ha iniciado el desarrollo de una nueva norma que fijará la terminología básica para todas las organizaciones que tratan con la eficiencia energética. La organización nacional francesa para la normalización

(AFNOR) coordinará este desarrollo, cuya terminación está prevista para dentro de unos tres años.

Las recomendaciones del SG 1 se extienden hasta la normalización de los productos y procesos en los que se espera que los beneficios de la eficiencia energética sean más importantes, es decir, los productos y dispositivos utilizados en grandes cantidades. Esto se aplica, por ejemplo, a las bombillas y la iluminación, las máquinas giratorias, a las aplicaciones de calefacción y refrigeración, a la generación y el transporte de energía, a los transformadores de potencia y a la electrónica de consumo.

Otro ámbito de prioridad destacado por el SG 1 es el desarrollo de: normas y directrices de buenas prácticas sobre la adaptación óptima de un producto dado a la aplicación real; las directrices para el diseño de los sistemas considerando criterios de eficiencia energética, la automatización de sistemas y plantas complejos (p. ej., centrales eléctricas, ferrocarriles eléctricos), y directrices sobre pérdidas de potencia en redes de distribución. El SG 1 también recomienda prestar más atención a la normalización de los sistemas de almacenamiento de electricidad, especialmente en el contexto de la generación distribuida de energía con fuentes renovables.

Este planteamiento rompe con el enfoque tradicional de dispositivos aislados y considera su funcionamiento dentro del contexto del sistema y de los procesos más amplios para los que se utilizan. Esta eficiencia energética a nivel de sistemas debe considerarse desde la fase de diseño para tener en cuenta el contexto de la aplicación, el mantenimiento durante la vida útil y la interacción con otros componentes del sistema.

Como la IEC, la Organización Internacional de Normalización presta una gran atención a los diversos aspectos de la eficiencia energética. Además de la formulación conjunta de una terminología básica estándar para el dominio de la eficiencia energética, los comités técnicos de la ISO trabajan en la normalización de los métodos de cálculo, la comparación y el etiquetado relacionados con el rendimiento energético, el consumo y la eficiencia de diversos dispositivos, medios de transporte y edificios.

En este sentido, se está elaborando la norma ISO 13602 (por el TC 203, sistemas técnicos de energía), que incluye principios para la caracterización comparable de distintas fuentes de energía.

Otro ámbito nuevo de normalización es el de los sistemas de gestión de la energía. Se trata en particular en la futura norma ISO 50001, cuya versión definitiva se espera en torno a 2010 (ya se ha elaborado una versión preliminar del documento). Se espera que esta norma tenga un efecto en los ámbitos relacionados con la energía similar a la norma ISO 9001 (en el campo de la gestión de la calidad) y la norma ISO 14001 (en la gestión medioambiental). La norma ISO 50001 no propone niveles obligatorios de eficiencia, sino que postula la mejora continua de la eficiencia energética global de la planta o la fábrica. Esta nueva norma puede animar a las empresas a desarrollar enfoques globales a nivel de sistema para la gestión de la eficiencia energética, incluidos la medición de la eficiencia, la supervisión y la optimización del control de procesos, por nombrar sólo algunos. Son ejemplos típicos de esta clase los sistemas de construcción (a los que se atribuye alrededor del 30 por ciento del consumo total de energía). La nueva norma ISO adopta una perspectiva holística de los edificios inteligentes, desde los requisi-

tos de diseño y el uso de fuentes alternativas de energía hasta los sistemas de control y de gestión. La determinación de la eficiencia energética de todo el sistema presenta dificultades muy distintas y exige metodologías que van más allá de la simple evaluación comparativa de un motor aislado en condiciones de laboratorio. Las normas para evaluar la eficiencia energética a nivel de sistema son un elemento importante para que se cumplan las políticas de ahorro energético.

Facilitar el cambio

Siguiendo la opinión de la AIE respecto a la eficiencia energética, las normas internacionales en este ámbito están desempeñando un papel fundamental como impulsoras del cambio, puesto que incluyen la terminología, los métodos de ensayo, las clasificaciones y las prácticas de gestión, y de esta forma crean un marco común de implantación. Además, formalizan el conocimiento más avanzado al tomar como base un consenso de expertos de todo el mundo con una amplia experiencia tecnológica, industrial y económica.

Desde el punto de vista del Consejo Mundial de la Energía y la AIE, las normas son una de las herramientas más importantes para favorecer la implantación de estrategias globales en la prác-

tica. Las normas facilitan la cooperación internacional entre gobiernos y agentes industriales. Este hecho es especialmente importante, ya que la mayoría de las soluciones (incluidas las energías renovables) deben aplicarse a una escala masiva para alcanzar los resultados deseados.

En el caso de la mayoría de los dispositivos eléctricos, la armonización de las normas locales con las normas internacionales lleva a:

- Minimizar los costes de ensayo, especialmente para las organizaciones que fabrican aparatos eléctricos para mercados internacionales.
- Facilitar en una medida mayor la comparación de la eficiencia y el consumo de energía de dispositivos iguales en regiones y sistemas económicos distintos.
- Facilitar la producción de dispositivos de mayor eficiencia.
- Facilitar y permitir la transferencia de conocimientos, lo que se traduce en la incorporación de las normas a la legislación.

Las normas no sólo definen la eficiencia y proporcionan métodos para evaluarla. También describen una perspectiva más amplia: cómo gestionar la energía en un sistema y cómo supervisar, identificar y verificar el ahorro de energía resultante de la adopción de acciones concretas. Un enfoque de este tipo forma parte de una visión amplia de los mercados de bajo consumo energético, donde la eficiencia y el ahorro de energía son un servicio que se puede adquirir y vender de la misma forma que la electricidad o el gas.

Janusz Maruszczyk

Zbigniew Korendo

ABB Corporate Research,
Group Standards Office
Cracovia, Polonia
janusz.maruszczyk@pl.abb.com
zbigniew.korendo@pl.abb.com

Michel Lhenry

ABB Automation Products
Montluel, Francia
michel.lhenry@fr.abb.com

Mikko Helinko

ABB Automation Products
Vaasa, Finlandia
mikko.helinko@fi.abb.com



Lectura recomendada

http://www.iso.org/iso/hot_topics/hot_topics_energy.htm
<http://www.standardsinfo.net/info/livelink/fetch/2000/148478/13547330/outcome.htm>
<http://www.iea.org/Textbase/work/2009/standards/Thies.pdf>
http://www.iea.org/Textbase/Papers/2008/cd_energy_efficiency_policy/7-Energy%20utilities/7-Standards.pdf
<http://www.motorsummit.ch/>
<http://www.seeem.org/news.php>
<http://www.nema.org/gov/energy/efficiency/premium/>
<http://www.motorsystems.org/>



Arquitectura OPC unificada

La norma futura para la modelización de las comunicaciones
y la información en la automatización

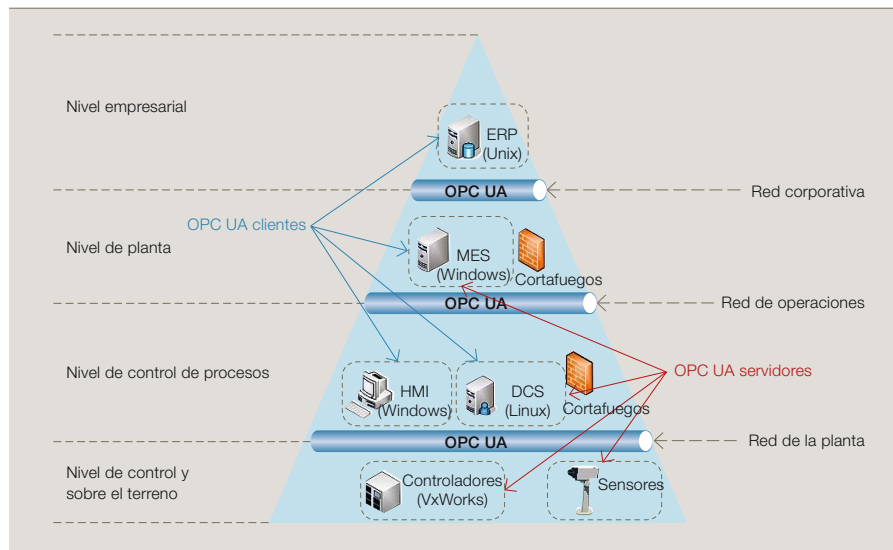
Wolfgang Mahnke, Stefan-Helmut Leitner

La arquitectura OPC unificada (OPC UA) es la nueva especificación estándar para la interconectividad en la vanguardia de la automatización industrial; ofrece abundantes posibilidades para la modelización de la información y sustituye a las especificaciones OPC actuales. La OPC UA proporciona un marco de interoperabilidad para los próximos 10 años e incluso más (publicado también como IEC 62541).

ABB desempeñó un papel importante en la creación de la OPC UA y ha garantizado que la nueva norma cumpla los requisitos de la comunidad para la automatización de procesos. Después de varios años de trabajo, en febrero de 2009 se presentó un segmento importante de la especificación, y el primer producto de ABB compatible con la OPC UA ya está en el mercado.

OPC es un conjunto de normas industriales para la interconectividad de sistemas que proporciona una interfaz común para las comunicaciones entre diferentes productos de distintos proveedores **Cuadro 1**. Hay más de 22.000 productos suministrados por más de 3.200 proveedores. Los sistemas de control de procesos deben poder comunicarse con todos estos productos, acceder a los datos o permitir el acceso a los datos por medio de una plataforma común de comunicaciones. El OPC clásico proporciona las especificaciones estándar para el acceso de datos (DA), el acceso de datos históricos (HDA), las alarmas y los sucesos (A&E). Estas especificaciones OPC están ampliamente aceptadas en el sector de la automatización. La OPC clásica, que se basa en la antigua tecnología COM/DCOM¹⁾ de Microsoft, ha llevado al desarrollo de nuevas especificaciones conocidas como OPC UA (arquitectura unificada). Más de 30 proveedores de sistemas de automatización han trabajado en el desarrollo de estas especificaciones durante cinco años. El objetivo principal de la OPC UA es mantener la funcionalidad de la OPC clásica y pasar de la tecnología COM/DCOM de Microsoft a una tecnología de servicios de vanguardia. Utilizando la tecnología de servicios de la web, la OPC UA se convierte en independiente de la plataforma y, por lo tanto, puede aplicarse en situaciones en las que la OPC clásica ya no se utiliza. La OPC UA se puede integrar sin fisuras en los sistemas de ejecución de fabricación²⁾ (MES) y de planificación de recursos de la empresa³⁾ (ERP), y funciona no sólo en sistemas Unix/Linux con Java, sino también en los controladores y dispositivos inteligentes que tienen sistemas de funcionamiento específicos con capacidad de funcionamiento en tiempo real. Por supuesto, la compatibilidad con las especificaciones OPC anteriores fue un requisito para la OPC UA. Por lo tanto, su uso no es exclusivo de los entornos de Windows donde la OPC clásica ya funciona en la actualidad, sino que se adapta a la Fundación de Comunicación de Windows⁴⁾ de Microsoft, que también se puede poner en comunicación mediante servicios web **1**.

1 La UA (arquitectura unificada) en OPC puede utilizarse para aplicaciones en la pirámide de automatización



Cuadro 1 OPC

OPC (OLE * para control de procesos) lo desarrolló en 1996 el sector de la automatización como una especificación normalizada que permitiría la comunicación de datos en tiempo real entre dispositivos de control producidos por fabricantes diferentes. La Fundación OPC se creó para mantener la norma, y desde entonces ha supervisado la introducción de una serie de especificaciones de normas (como el acceso a datos OPC). En la actualidad, la Fundación OPC afirma que OPC UA ya no son las siglas de OLE para control de procesos, sino que OPC UA son las siglas de OPen Connectivity-Unified Architecture (arquitectura unificada conectividad abierta).

^{*)}Vinculación e incrustación de objetos (OLE) permite la presentación visual de los datos procedentes de otros programas que el programa central no suele ser capaz de generar por sí mismo (por ejemplo, "incrustación" de un gráfico de sectores en un documento de texto). Los datos del archivo utilizado para producir el gráfico incrustado pueden cambiar, pero los datos siguen vinculados, de modo que el gráfico se actualice dentro del documento incrustado.

Notas a pie de página

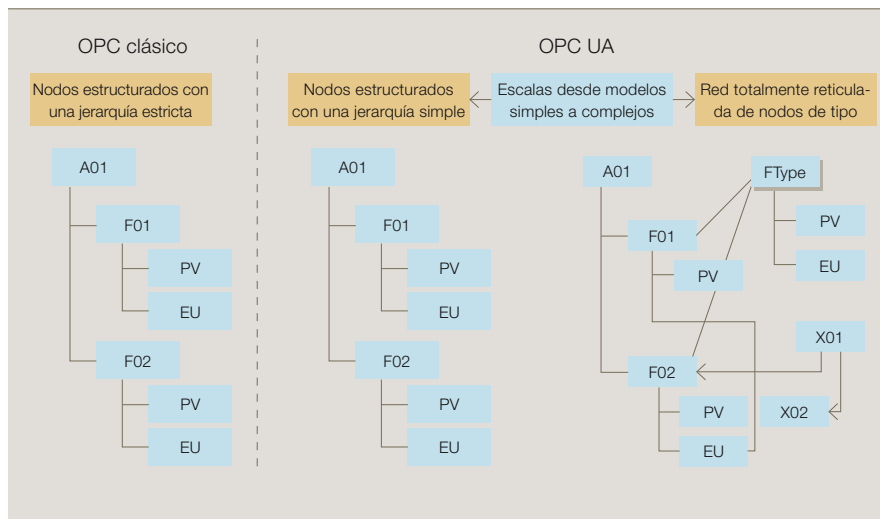
- ¹⁾ El modelo de objetos componentes (COM) lo presentó Microsoft en 1993 para permitir la comunicación de los componentes de software entre distintas aplicaciones. El modelo de objetos componentes distribuido (DCOM), también presentado por Microsoft, permite que los componentes de software se comuniquen incluso cuando están distribuidos en una red.
- ²⁾ El sistema de ejecución de la fabricación (MES) administra y supervisa el trabajo en proceso en la planta de producción.
- ³⁾ La planificación de recursos de la empresa (ERP) es un sistema de software para toda la empresa que se utiliza para gestionar y coordinar todos los recursos, la información y las funciones de un negocio desde bases de datos compartidas.
- ⁴⁾ La Fundación para la comunicación de Windows (WCF) es un modelo de programación unificado utilizado para generar aplicaciones que se intercomunican.
- ⁵⁾ OPC XML-DA complementa a la OPC DA estándar para proporcionar interoperabilidad y conectividad para múltiples proveedores con la información de la planta por medio de Internet.

Cuadro 2 Metamodelo y modelos de información

Un metamodelo es un modelo que describe modelos. El metamodelo de una base de datos SQL define el concepto de tabla; en un lenguaje de programación orientado a objetos define los conceptos de clase y objetos; y en el lenguaje IEC 61131-3 el concepto de tareas, bloques de función, programas, etc. En la OPC UA, el metamodelo define los conceptos de objetos, sus tipos, variables, tipos de datos, etc. Un modelo de información es un modelo basado en un metamodelo que define una semántica específica (significado). En el caso de la OPC UA, esto se lleva a cabo principalmente mediante la definición de tipos específicos de objetos y variables, pero también con la definición de objetos y variables específicos que tienen una semántica específica (por ejemplo, puntos de acceso al espacio de direcciones de un servidor). Por ejemplo, un modelo de información para dispositivos analizadores basado en el metamodelo OPC UA se define especificando tipos concretos de analizadores. Un servidor OPC UA puede usar este tipo de información para representar los datos procedentes de un dispositivo analizador.

Normas y eficiencia

2 Ejemplo de OPC frente a modelos de OPC UA models



La OPC UA tiene que satisfacer y mejorar los requisitos no funcionales de la OPC clásica y proporcionar, por ejemplo, una comunicación robusta, fiable, de gran rendimiento, adecuada para la automatización. Con lo aprendido de OPC XML-DA⁵⁾ (el primer intento realizado por la Fundación OPC para pro-

La OPC UA puede, a largo plazo, reducir drásticamente los costes técnicos integrando sistemas que utilizan productos de distintos proveedores.

porcionar servicios web basados en XML, la OPC UA se diseñó para soportar la codificación binaria para el intercambio de datos de alto rendimiento. Para ofrecer comunicaciones fiables, la OPC UA ha incorporado mecanismos capaces de afrontar problemas, como los mensajes perdidos. La OPC UA dispone de seguridad incorporada, un requisito que se ha vuelto cada vez más importante en entornos donde desde la red de la oficina se debe acceder a los datos de la planta.

La OPC UA reúne las distintas especificaciones de la OPC clásica y ofrece un punto único de acceso a un sistema que proporciona acceso a los datos actuales, alarmas y sucesos, junto con el histórico de

ambos. A diferencia de la OPC clásica, la OPC UA proporciona un conjunto reducido y único de accesos genéricos de servicio a toda la información.

Mientras que la OPC clásica tiene un metamodelo muy sencillo Cuadro 2, que proporciona etiquetas en una jerarquía sencilla, la OPC UA ofrece un modelo de información rico con técnicas orientadas a objetos [2]. No solamente es posible proporcionar un valor medido y su unidad técnica con la OPC UA, sino también identificar el tipo específico de sensor de temperatura utilizado para obtener esa medida. Esta información es útil en situaciones típicas de la OPC clásica, porque se pueden usar los mismos gráficos (es decir, componentes y configuración de software) que se muestran en la estación de trabajo del operador, para cada dispositivo del mismo tipo que funcione en todo el sistema. Además, esta información también se puede

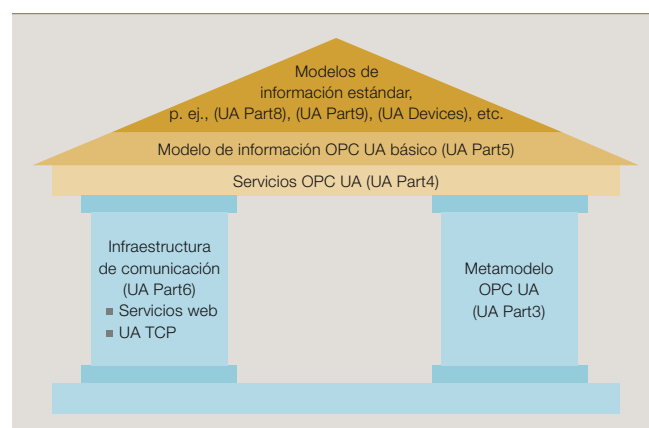
utilizar en un ámbito más amplio de aplicaciones, como los sistemas MES y ERP, para ayudar a integrar datos sin necesidad de intercambiar listas de etiquetas que contengan el significado de éstas. La OPC UA ofrece la flexibilidad necesaria para definir y utilizar modelos de información ricos, pero no obliga a usarlos. Un servidor OPC UA puede exponer un modelo sencillo de información, al igual que los servidores OPC DA actuales, pero también puede proporcionar mucha más información.

Una ventaja importante de usar la OPC UA respecto a la OPC clásica, es que permite la modelización de la información y facilita muchas otras operaciones. La OPC UA define un conjunto sencillo de tipos básicos que pueden ampliarse con modelos de información (ya sean modelos específicos de la aplicación y del proveedor o modelos normalizados). La idea es que la OPC UA especifique cómo se intercambian los datos, mientras que los modelos de información estándar especifican qué información se intercambia.

El gran interés que suscita la modelización de la información ha generado el impulso para normalizar los modelos de información basados en la OPC UA. Los dispositivos de campo comunes podrían usar un modelo normalizado de información para permitir la interoperabilidad real plug-and-play de distintos proveedores [1]. Este modelo se definió originalmente con la iniciativa de integración de dispositivos de campo (FDI), y ya ha sido refinado por el grupo de integración de dispositivos analizadores (ADI) [2], que ha definido dispositivos analizadores concretos. Un grupo de

trabajo, fundado en octubre de 2008 por PLCopen⁶⁾ se ha centrado en un modelo de información OPC UA para los lenguajes IEC 61131-3. El empleo de modelos de información normalizados eleva la interoperabilidad a un nuevo nivel,

3 Pilares de OPC UA



Nota a pie de página

⁶⁾ PLCopen es una asociación mundial independiente de los proveedores y los productos. Pretende ser la asociación líder para resolver los asuntos relacionados con la programación de control para apoyar el uso de normas internacionales en este campo.

ABB ha tenido una participación destacada en la creación de la OPC UA. Varios empleados de ABB fueron miembros del grupo de trabajo OPC UA creado por la Fundación OPC. A lo largo del tiempo, los miembros de ABB han editado tres

The screenshot displays the 'Unified Automation Expert - The OPC Unified Architecture Client' application. The interface is divided into several panes:

- Left Pane (Tree View):** Shows a hierarchical tree of objects. The 'Server' object is expanded, showing sub-objects like 'Alarm List', 'Control Modules', and 'Control Properties'.
- Central Pane (Table):** Displays a table of data points. The table has columns for 'Name', 'Value', 'Datatype', and 'Source'. The data is as follows:

Name	Value	Datatype	Source
1. Name	17.52	Float	17.52-10.452
2. Name	17.52	Float	17.52-10.452
3. Name	17.52	Float	17.52-10.452
- Right Pane (Attribute Window):** Shows the 'Attribute Window' for the selected object. It displays various attributes such as 'Name', 'Description', 'Units', and 'Source'. The 'Name' attribute is highlighted.

59

Normas y eficiencia

de las ocho especificaciones presentadas (el modelo de espacio de direcciones, el modelo de información y el modelo de seguridad). Con su amplia experiencia en arquitectura de software y sus importantes conexiones con expertos, estos empleados ayudaron a tomar decisiones sobre el diseño y la tecnología necesaria para crear una norma OPC UA segura, fiable y de alto rendimiento. ABB hizo un esfuerzo especial para lograr que los conceptos de modelización de la información de OPC UA se adaptasen bien al potente y bien consolidado modelo de objetos y aspectos del sistema de automatización ampliada System 800xA. La investigación corporativa de ABB proporcionó conceptos de asignación para

integrar los servidores OPC UA de terceros en el sistema 800xA actuando como un cliente OPC UA, y para integrar el System 800xA, como un servidor OPC UA, en clientes OPC UA de terceros ⁴. Una aplicación prototipo ha demostrado que los conceptos de OPC UA se pueden aplicar fácilmente al System 800xA.

ABB apoya decididamente la OPC UA, y ha invertido recursos para garantizar que haya cursos de formación y presentaciones adecuados para introducir los conceptos de OPC UA.

ABB apoya decididamente la OPC UA, y ha invertido recursos para garantizar que haya cursos de formación y presentaciones adecuados para introducir los conceptos de OPC UA. Se ofrece un kit de desarrollo de software de OPC UA (SDK) de terceros basado en C++ para su uso dentro de ABB. Un servidor SharePoint proporciona las últimas noticias y las actualizaciones de SDK para mantener informada a la comunidad OPC UA de ABB en todo el mundo⁽¹⁾.

ABB también participó en el programa pionero de la Fundación OPC ayudando a desarrollar una pila OPC UA basada en ANSI C que desarrolla el módulo de seguridad y participando en las revisiones del código. El diseño portátil de la pila permitió a ABB desarrollar un puerto a VxWorks, un popular sistema de operaciones en tiempo real que

funciona en muchos controladores de ABB, como el AC800M y el controlador de robots (IRC5). Además, la Fundación OPC proporciona la pila con los puertos para los sistemas operativos Linux y Windows.

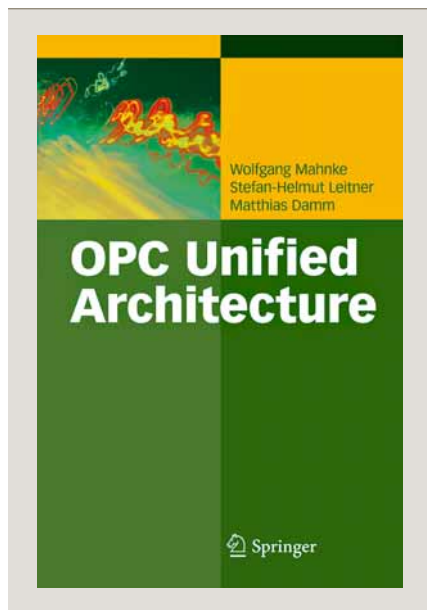
Cuando se terminó de elaborar la norma, ABB participó en varios talleres de interoperabilidad organizados por la Fundación OPC para asegurar la interoperabilidad de las aplicaciones OPC UA de ABB con aplicaciones de terceros, incluidas las de ICONICS, Siemens, Beckhoff, Kepware y OSIsoft.

ABB participó en el desarrollo de modelos de información normalizados basados en OPC UA para dispositivos de campo (FDI) y dispositivos analizadores (IDA). Además, ABB es miembro del grupo de trabajo PLCopen, que define un modelo de información basado en la OPC UA para los lenguajes IEC 61131-3. Las presentaciones y la formación interna, junto con la participación de ABB en varias conferencias de desarrolladores de OPC UA y otros eventos, han recalcado el papel protagonista de ABB en el desarrollo de la OPC UA y su posición como líder de la tecnología. ABB ha demostrado su determinación de proporcionar una introducción fácil de leer del concepto de OPC UA con una discusión ampliada de aspectos avanzados escribiendo el primer libro sobre la OPC UA [11] ⁵.

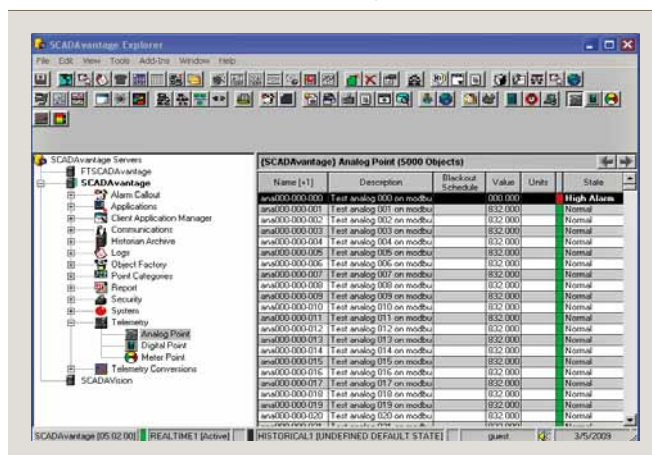
Productos OPC UA

ABB está evaluando actualmente la aplicación de OPC UA a algunos de sus productos. Otros ya se ha evaluado, y hay productos compatibles con OPC UA

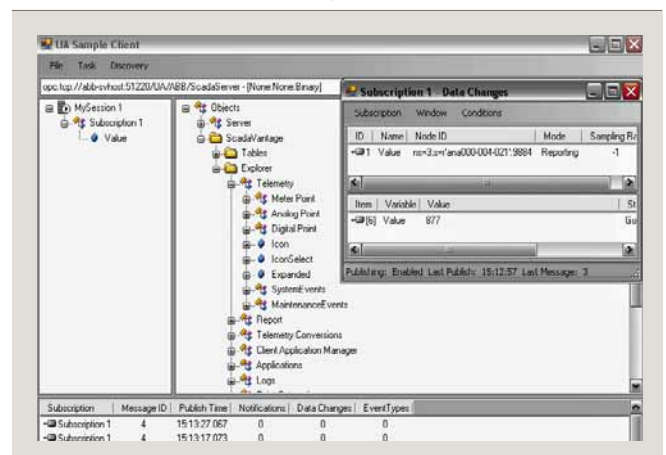
⁵ Los autores han escrito un libro, "OPC Unified Architecture", que ofrece más información sobre temas avanzados



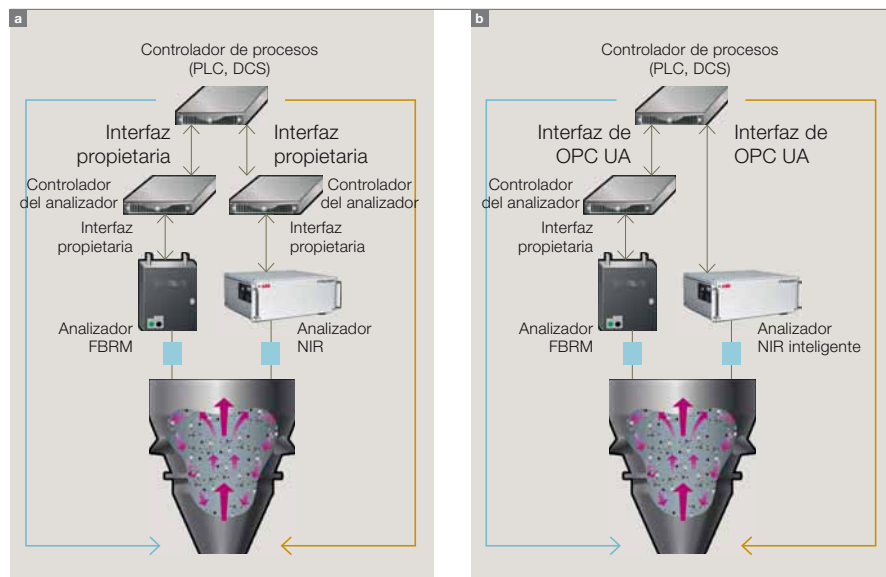
⁶ El explorador nativo de SCADA Vantage



⁷ Vista OPC UA del SCADA Vantage



- 8 La OPC UA ayuda a xPAT a integrar los analizadores, ya sea utilizando una interfaz propietaria para cada analizador suministrado por un controlador **a**, o utilizando OPC UA para todos los dispositivos de analizadores compatibles con OPC UA **b**.



en marcha. Entre estos productos iniciales se encuentran el SCADA Vantage™ que tiene previsto su lanzamiento en 2010, y la tecnología analítica de procesos (PAT 2.0) que ya está en el mercado como primer producto de ABB compatible con OPC UA.

SCADA Vantage

Industrial™ SCADA Vantage de ABB es un sistema SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) que se usa normalmente en el sector del petróleo y el gas **9**. La información proporcionada incluye casos y tipos, datos actuales, alarmas y sucesos e histórico. Esa misma información puede exponerse de forma nativa con un servidor OPC UA **7**. Por lo tanto, los datos de SCADA Vantage se exponen de una forma normalizada y se pueden utilizar en productos

de terceros o integrados en otros productos de ABB que tienen un cliente OPC UA. La presentación de SCADA Vantage con un servidor OPC UA está prevista para 2010. Las versiones posteriores también tendrán un cliente OPC UA para permitir la integración de los servidores OPC UA en SCADA Vantage.

Tecnología analítica de procesos (PAT)

El Industrial™ eXtended PAT de ABB se presentó en 2007 y fomenta la integración de las medidas analíticas en el proceso de fabricación. En el primer trimestre de 2009 se presentó una actualización importante compatible con OPC UA. Utiliza OPC UA para ofrecer una conectividad normalizada a los analizadores de procesos. Con su potente capacidad de integración y funcionalidad, xPAT ayuda a los clientes del sector

de las ciencias de la vida a implantar la calidad mediante el diseño a lo largo de todo el ciclo de vida del producto farmacéutico, desde el descubrimiento de medicamentos hasta la producción pasando por el desarrollo.

xPAT de ABB utiliza la OPC UA integrando analizadores **8**. El servidor OPC UA se puede incorporar en un controlador de analizador o directamente en el dispositivo analizador para así eliminar otros equipos. Con el modelo de información de ADI no sólo es posible normalizar la transmisión de los datos, sino también los datos que se intercambian.

Otros proveedores

Ya se han lanzado los primeros productos de otros proveedores, incluso antes de que se presentara la especificación. Entre ellos se encuentra el sistema HMI/SCADA de ICONICS, el GÉNESIS 64, que también utiliza la OPC UA para las comunicaciones internas, el TwinCat de Beckhoff y el KEServerEx, de Kepware, que funcionan ambos en controladores, así como el SIMATIC NET de Siemens. Para 2009, largas listas de competidores han prometido distribuir sus primeros productos de OPC UA, como Emerson, Honeywell, Wonderware y Yokogawa.

Perspectivas

La OPC UA está preparada para sustituir a la OPC clásica con una tecnología de vanguardia y de altas prestaciones que es fiable y segura, elevando así la interoperabilidad para la automatización a un nuevo nivel al permitir modelos normalizados de información basados en la OPC UA. Con los wrappers y proxies proporcionados por la Fundación OPC, se garantiza que los productos OPC existentes pueden trabajar dentro del entorno de la OPC UA.

Referencias

- [1] OPC Foundation: Devices, Draft Version 0.75, dic. 2008,
- [2] OPC Foundation: Analyzer Devices, Draft Version 0.30.00, dic. 2008
- [3] OPC Foundation: UA Spec. Part 4 – Services, Version 1.01, feb. 2009
- [4] OPC Foundation: UA Spec. Part 3 – Address Space Model, Version 1.01, feb. 2009
- [5] OPC Foundation: UA Spec. Part 5 – Information Model, Version 1.01, feb. 2009
- [6] OPC Foundation: UA Spec. Part 8 – Data Access, Version 1.01, feb. 2009
- [7] OPC Foundation: UA Spec. Part 9 – Alarms and Conditions, DRAFT Version 0.93q, nov. 2007
- [8] OPC Foundation: UA Spec. Part 10 – Programs, Version 1.00, enero 2007
- [9] OPC Foundation: UA Spec. Part 11 – Historical Access, Version 1.00, enero 2007
- [10] OPC Foundation: UA Spec. Part 13 – Aggregates, RC Version 1.0, julio 2008
- [11] Mahnke, W., Leitner, S.-H., Damm, M. (2009). OPC Unified Architecture. Springer Verlag

Lectura recomendada

- OPC Foundation: UA Spec. Part 6 – Concepts, Version 1.00, Feb. 2009
 OPC Foundation: UA Spec. Part 7 – Profiles, Version 1.00 Feb. 2009

Wolfgang Mahnke

Stefan-Helmut Leitner

ABB Corporate Research

Ladenburg, Alemania

wolfgang.mahnke@de.abb.com

stefan.leitner@de.abb.com

Not lost in translation

Cómo afrontar las dificultades de una ingeniería de centrales eficaz y rentable en la integración de subsistemas

Peter Erning, Kurt Langer, Hartmut Rüdele, Dirk Schulz

La traducción de otros idiomas no siempre es una labor fácil: una traducción deficiente puede provocar malentendidos e incluso una ruptura total de la comunicación. Lo que es cierto para el lenguaje humano lo es aún más cuando se trata de sistemas automáticos. La integración de subsistemas de distintos fabricantes que empleen normas diferentes exige una traducción de los datos de ingeniería que permita la comunicación con un sistema de control distribuido.

Los sistemas de control distribuido, como los que se utilizan, por ejemplo, en procesos o en centrales eléctricas, puede adquirir una considerable complejidad e integran a menudo subsistemas de distintos proveedores. Para conseguir una integración óptima, la totalidad del sistema de control debe disponer de los datos de ingeniería del subsistema. Por ello, la dificultad reside en la traducción de estos datos a un formato que comprenda el sistema de control subyacente. Por supuesto, es posible una traducción manual de las descripciones, pero esto constituye una tarea a la vez pesada y proclive a sufrir errores. ABB ha desarrollado un concepto que permite la traducción automática de los datos de ingeniería de un subsistema a su sistema de automatización System 800xA. Hay prototipos funcionales para la integración automática de apartamento de baja tensión MNS iS y sistemas de automatización de subestaciones IEC 61850.



Los primeros sistemas de control distribuido (DCS) para la automatización de procesos eran soluciones homogéneas que proporcionaba cada proveedor. Estos proveedores podían entregar casi todos los componentes del sistema y llevar a cabo la ingeniería empleando sus propias herramientas específicas. A lo largo de los años, las arquitecturas de automatización de procesos se han ido haciendo más heterogéneas. A causa de la rápida evolución del campo de la microelectrónica, el control y las funciones avanzadas se han ido abriendo camino hasta las plantas industriales.

Con relación a los sistemas de automatización, esto representa que todos los subsistemas actuales están siendo integrados en sistemas DCS. Por lo tanto, los subsistemas procedentes de fabricantes distintos y que se basan en arquitecturas diferentes deben poder comunicarse y actuar como un solo DCS. Por ejemplo, los datos de un subsistema deben ser accesibles a la totalidad del DCS. Para conseguirlo, la arquitectura de ingeniería del subsistema debe ser visible desde el sistema de control principal.

La principal característica común de los subsistemas que se contemplan en este artículo es que disponen de procesos de ingeniería independientes del DCS pero específicos para el subsistema. Como ejemplo se pueden citar las redes de bus de campo de los dispositivos

inteligentes instalados en la planta, los sistemas de aparamenta de baja, media y alta tensión, y la maquinaria y los equipos específicos para el proceso.

La dificultad está en proporcionar una herramienta de software flexible que permita incorporar todos los datos de la ingeniería previa de un subsistema a un DCS con un mínimo esfuerzo manual. Para conseguirlo, ABB inició un proyecto de investigación para automatizar la importación de datos de ingeniería de sus sistemas de aparamenta de baja tensión MNS ¹⁾ y de las subestaciones basadas en IEC 61850 ²⁾ a una plataforma de automatización System 800xA, también de ABB.

Descripción y alcance del problema

Los proyectos de ingenierías de centrales suelen implicar a distintos socios y proveedores. La complejidad de los procesos de ingeniería y el esfuerzo correspondiente dependen de muchos factores: tipo de central, fase del ciclo de vida de la ingeniería del proyecto,

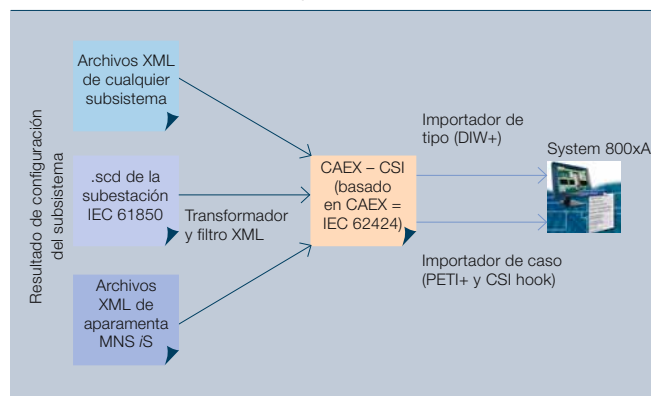
arquitecturas del sistema, contenido de las entregas, características del producto, herramientas y documentación (en papel, formatos legibles por el ordenador y otros que utilizan las personas que trabajan en equipos independientes de distintas empresas), almacenamiento de datos e intercambio de información entre subestructuras (subsistemas) de la central.

Con respecto a la parte de automatización de la central, un sistema de control puede

contemplarse como un conjunto formado por un DCS clásico y otros subsistemas que también presentan ciertas características DCS en su arquitectura, instrumentación, control, comunicaciones y herramientas de ingeniería. Como ejemplos, se pueden citar sistemas de bus de campo, sistemas de aparamenta de baja, media y alta tensión (BT, MT, AT) y maquinaria y equipos específicos para el proceso.

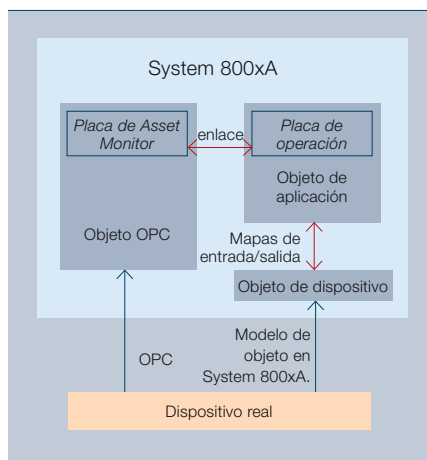
Este artículo se centra en un método que es adecuado para la importación automática de todos los datos de ingeniería de un subsistema que se precisen a nivel del DCS, evitando la consiguiente introducción manual de datos que ya se encuentran en las herramientas del subsistema.

1 Concepto de sistema de integrador



Normas y eficiencia

2 Modelo de objeto en System 800xA



Cuadro Ventajas para el cliente y para ABB

El concepto descrito y su solución ofrecen las ventajas siguientes:

- El trabajo manual de ingeniería para la integración de subsistemas se reduce a la configuración de las herramientas del importador y al enriquecimiento de los tipos de objetos. Esta labor de ingeniería restante es casi independiente del tamaño de un subsistema, porque las instancias de objetos se crean automáticamente. Se reduce considerablemente el tiempo de ingeniería y se mejora la calidad.
- El concepto permite una división de las responsabilidades de la herramienta de importación entre el proveedor del subsistema y el del DCS.
- El proveedor del subsistema no necesita tener en cuenta las interfaces especiales y los futuros cambios en el System 800xA. Todas las acciones precisas para la integración se pueden modelizar en un archivo XML (CAEX-CSI), creado por un transformador específico del subsistema.
- El proveedor del DCS es responsable de las herramientas del importador común del System 800xA, asegurando además la correspondiente operación de una segunda carga en caso de cambios.
- Se prepara el concepto para los protocolos existentes y futuros (PROFIBUS, Profinet IO, IEC 61850, OPC, etc.)
- Se pueden manejar mejor los flujos de trabajo de ingeniería con distintos programas de entrega (véase la sección "Desarrollo continuado").

El "subsistema" en este contexto puede ser cualquier sistema que presente las características siguientes:

1. Se dispone de los datos de ingeniería del subsistema en un formato que pueda leer un ordenador.
2. El subsistema proporciona una interfaz de comunicación abierta por lo menos.

La integración de los datos de ingeniería se puede hacer de forma manual, pero esto lleva aparejado tanto un elevado riesgo de errores como un esfuerzo innecesario. El desarrollo de herramientas de integración específicas para el sistema representa, por tanto, una alternativa interesante. No obstante, estas herramientas deben incluir un conocimiento experto, tanto del sistema que se integra, como del DCS al que está destinado (que en el contexto de este artículo es el System 800xA de ABB).

De aquí que un concepto genérico para la importación de datos de ingeniería externos en un System 800xA constituya un objetivo muy deseable. El mecanismo de importación debe crear y configurar automáticamente objetos en el System 800xA basándose en los datos contenidos en los archivos de ingeniería específicos del subsistema. El mecanismo debe prever objetos que se comuniquen a través de vías de comunicación múltiples (por ejemplo, fieldbus, OPC³⁾), pero debe proporcionar una interfaz común para el usuario. El System 800xA tiene una arquitectura orientada al objeto. Para conseguir el máximo provecho, se debe reflejar también esto en la estructura importada de los subsistemas. Los subsistemas definen frecuentemente tipos de objetos específicos para el proyecto, que también deben crearse en el System 800xA y disponer de una interfaz gráfica personalizada. Esta adaptación debe hacerse en el nivel del tipo de objeto más que en el de instancia. Además de ello, el concepto de integración debe proporcionar para cada subsistema un método genérico en vez de herramientas de integrador independientes (esto último acarrearía costes de mantenimiento elevados). El mecanismo de importación debe tener en cuenta asimismo los cambios en los datos de ingeniería iniciales y debe ofrecer la posibilidad de una segunda carga (es decir, una gestión de cambios inteligente). Finalmente, para minimizar los

esfuerzos adicionales de mantenimiento, deben reutilizarse en lo posible las herramientas existentes del entorno System 800xA.

Planteamiento de la solución

Para abordar todas estas dificultades, se ha desarrollado un concepto de importador genérico. La topología general del concepto se presenta en 1. Los archivos de datos específicos del subsistema se transforman en un archivo intermedio que se utiliza posteriormente como entrada para las herramientas de importación reales que crean y configuran los objetos correspondientes del DCS del System 800xA. El empleo de archivos intermedios independientes del subsistema consigue el desacoplamiento deseado del dominio de conocimiento del subsistema respecto del correspondiente del DCS.

Este concepto se basa en la interacción de varios componentes de software. En primer lugar, lo que se conoce como transformador tiene que convertir la información específica del subsistema. Toda la información que existe en los archivos XML específicos y que debe estar disponible en el DCS tiene que ser extraída y transformada al formato intermedio. Esta información puede, por ejemplo, incluir datos de control y vigilancia, información de la localización y datos de documentación. Debe indicarse que los datos de ingeniería no tienen por qué ajustarse necesariamente al paradigma orientado al objeto. Por ello, puede que sea necesario analizar las propiedades de cada objeto, agrupar objetos similares y definir el tipo correspondiente y los árboles de instancias.

Notas a pie de página

³⁾ OPC es una norma desarrollada por Microsoft Corporation para la comunicación en tiempo real entre dispositivos de control de fabricantes diferentes. Actualmente OPC es oficialmente un nombre y no un acrónimo, pero originalmente significaba "OLE for Process Control" (OLE para control de procesos). OLE significa "Object Linking and Embedding" (enlace e incrustación de objetos), una tecnología para enlace e incrustación de documentos, desarrollado asimismo por Microsoft. Véase también "OPC Unified Architecture" (Arquitectura OPC unificada) en la página 56 de este número de la Revista ABB.

⁴⁾ CAEX: Computer Aided Engineering eXchange (Intercambio de ingeniería ayudado por ordenador), un formato neutro para intercambio de datos para información de centrales definido por IEC 62424. CAEX-CSI: CAEX Complex device & Subsystem Integration (sistema CAEX de integración de dispositivos y subsistemas complejos) (nombre del proyecto de investigación).

La parte fundamental de todo el concepto es el formato intermedio de datos (CAEX-CSI)⁴⁾. La sintaxis del archivo intermedio es independiente del correspondiente subsistema. De esta forma se consigue que los subsistemas estén desacoplados del DCS. El archivo contiene definiciones de los dispositivos empleados y de los tipos de subsistemas así como información sobre la jerarquía de instancias. La información de tipo se puede almacenar de forma explícita en el propio archivo intermedio. Para reducir el esfuerzo de transformación, también es posible indicar enlaces a los archivos de descripción correspondientes (por ejemplo, GSD⁵⁾ archivos para dispositivos PROFIBUS).

La importación de la información contenida en los archivos intermedios se consigue en dos etapas. En primer lugar, se analiza la información de tipo y se crean los tipos correspondientes en el System 800xA. Tras la importación del tipo, se pueden llevar a cabo alteraciones manuales (por ejemplo, la creación de interfaces gráficas) de los tipos que se han creado. En la etapa siguiente se analiza la información de instancias, se genera la jerarquía de los dispositivos en el DCS y se puede asignar caso a los objetos de dispositivos y configurarlos. Normalmente, hay más de una instancia por dispositivo **2**: un objeto de disposi-

tivo para recuperar los datos en bruto del proceso y un objeto de aplicación para procesar los datos y presentarlos en el monitor del operario. En caso de una vía de comunicación adicional tal como OPC, existe incluso una tercera instancia equipada con un monitor de activos. El importador de instancias también incorpora automáticamente la necesaria interconexión de estos objetos.

Resultados

Se han desarrollado prototipos funcionales para dos tipos de subsistemas, el nuevo sistema de aparamenta de baja tensión de ABB, MNS *iS*, y los sistemas de alta o media tensión basados en el IEC 61850. En ambos casos se dispone de las descripciones de sistemas basados en XML en las herramientas de ingeniería del subsistema concreto. Se dispone de las primeras versiones de transformador para MNS *iS* e IEC 61850.

El importador de datos CAEX-CSI comprende los componentes prototipo siguientes:

- DIW (asistente para importación de dispositivos), que se utiliza para la importación de tipos de objetos, es un producto de ABB que se ha ampliado con ciertas funciones (véase **1**, prototipo "DIW+").
- PETI (integración de herramientas de ingeniería de procesos) es un pro-

ducto de ABB, ya existente, que es capaz de importar instancias de CAEX, incluyendo una adecuada operación de segunda carga en caso de cambios. La próxima versión de PETI cumplirá ciertos requisitos adicionales de CSI (véase **1**, "PETI+").

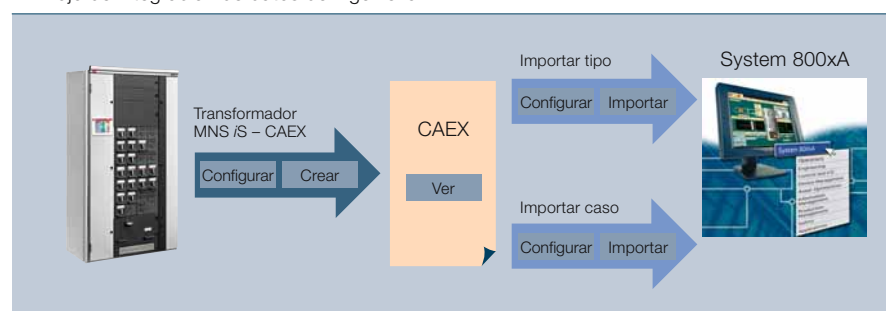
- Un sistema de aspecto especial ("CSI hook"), que asegura que cada objeto consiga una conexión OPC de trabajo y un enlace correcto a un panel específico para el objeto.

El flujo de trabajo de transformación e importación se ve apoyado por una aplicación marco ligera. La aplicación marco MNS *iS* se describe en **3**. Conecta los componentes anteriores y guía al usuario a lo largo de las etapas individuales de la integración.

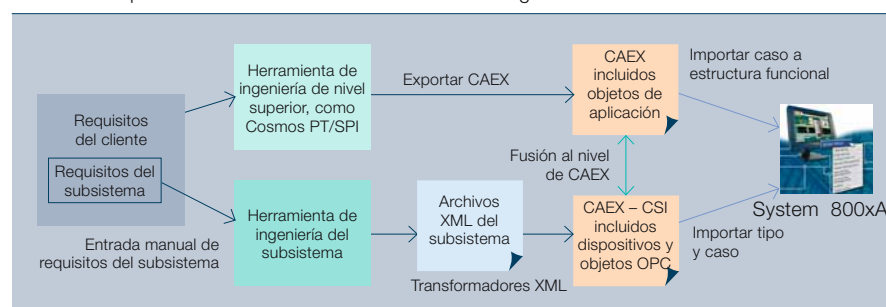
Desarrollo continuado

Además de las actividades para el desarrollo de los importadores prototipo ya existentes en productos, se hará más hincapié en los flujos de trabajo de ingeniería generales. No es extraordinario que las decisiones sobre los subsistemas en el programa de proyecto de una central se adopten más tarde que en la fase de ingeniería del DCS. Por consiguiente, también hay que emplear los datos adicionales procedentes de las herramientas de ingeniería de la central (por ejemplo, Comos de Innotec o SmartPlant de Intergraph) y unirlos a los datos procedentes del subsistema **4**.

3 Flujo de integración de datos de ingeniería



4 CAEX simplifica la fusión de varias vías de datos de ingeniería



Este artículo lo publicó inicialmente © atp international 1/2008 (Oldenbourg Industrieverlag GmbH) con el título "Subsystem Integration – Facing the Challenge of Cost Effective Plant Engineering" y se ha adaptado para utilizarla en la *Revista ABB*.

Peter Erning

Kurt Langer

Hartmut Rüdele

Dirk Schulz

ABB Corporate Research

Ladenburg, Alemania

peter.erning@de.abb.com

kurt.langer@de.abb.com

hartmut.ruede@de.abb.com

dirk.schulz@de.abb.com

Nota a pie de página

⁴⁾ GSD: Geräte-Stamm-Daten (datos maestros del dispositivo), un archivo de descripción Profibus.

Bornas de alta tensión

100 años de avances técnicos

Lars Jonsson, Rutger Johansson

La fiabilidad ha sido siempre una de las exigencias principales del mercado de la energía. Un ejemplo de fiabilidad puede encontrarse en la duración excepcional de los transformadores de potencia, que a menudo funcionan durante 50 años o más. Esta exigencia es fundamental también para las bornas de alta tensión (componentes críticos de todas las redes eléctricas), ya que su función principal es impedir descargas a tierra.

Aunque muchas de las compañías de suministro de energía eléctrica siguen considerando las bornas como una simple pieza hueca que aloja un conductor, la tarea que desempeñan es bastante extraordinaria, pues en su fabricación y diseño intervienen tecnologías avanzadas y ofrecen una vida útil que supera los requisitos de la aplicación.

El resultado de más de 100 años de experiencia en el desarrollo y fabricación de bornas en Suecia es la creación de métodos sofisticados de cálculo y diseño, materiales mejorados y tecnología de producción, y una gran pericia. La planta estrella de ABB en Ludvika, Suecia, la mayor suministradora de bornas del mundo, está equipada con las líneas de producción más avanzadas que satisfacen las demandas crecientes asociadas a los niveles de tensión, cada vez más altos, y a las necesidades de fiabilidad.

SIEMPRE EN VANGUARDIA

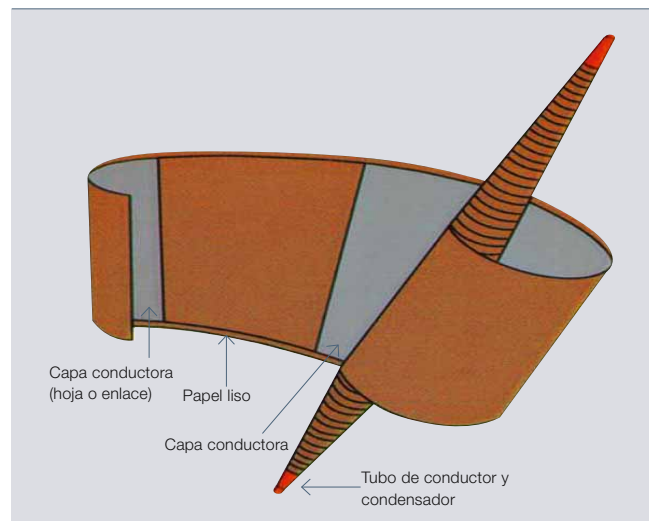
Las bornas se utilizan para aislar los conductores que transportan corriente de alta tensión a través de un recinto conectado a tierra. El desempeño de esa tarea de forma segura, sin que se produzca ninguna descarga, supone un reto, ya que las dimensiones de la borna son muy pequeñas en comparación con las del equipo que conectan. El control de las sollicitaciones (es decir, tensión eléctrica, corriente térmica y esfuerzo mecánico) con el fin de conseguir las dimensiones adecuadas es de la mayor importancia para las prestaciones a lo largo de la vida útil de las bornas instaladas.

Bornas de condensador de alta tensión

Las bornas de condensador facilitan el control del campo eléctrico mediante la inserción de pantallas ecualizadoras flotantes aplicadas cilíndricamente y construidas con aluminio. El núcleo del condensador en el que se encuentran las pantallas disminuye el gradiente del campo y la intensidad de campo a lo largo del aislante distribuyéndolo radial y axialmente **1**. Las pantallas se sitúan coaxialmente para asegurar el equilibrio óptimo entre las descargas externas y la resistencia a la disrupción interna (es decir, lo que aguanta el núcleo del condensador sin que se perfora). Durante años, las bornas de condensador han conservado el mismo diseño básico. Un papel especial envuelve el conductor, con electrodos metálicos situados estratégicamente dentro de la envoltura. Estos electrodos controlan el campo eléctrico de la borna. El cilindro está impregnado con aceite mineral especial para transformador o resina epoxídica para aumentar todavía más la rigidez dieléctrica, por encima de lo que es posible con papel seco solamente. Por lo tanto, la borna es un aparato cerrado, totalmente separado de su entorno de aplicación.

El papel impregnado de aceite (OIP) y el papel impregnado de resina (RIP) son las dos tecnologías principales de las bornas de condensador de alta tensión. La tecnología RIP está aportando una valiosa contribución para mejorar los valores de las prestaciones generales.

1 Vista esquemática del núcleo del condensador

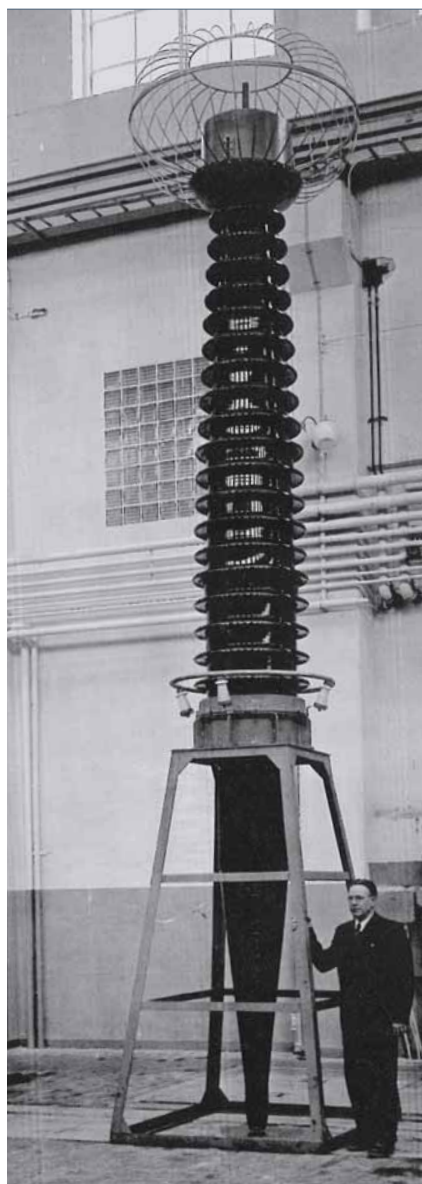


El núcleo del condensador, con un diseño algo diferente, está impregnado al vacío con una resina epoxídica para constituir una unidad sólida, sin aceite **2**.

Ambos sistemas se diseñan y fabrican para garantizar una larga vida y un funcionamiento sin problemas, asegurando unos valores de descargas parciales a una tensión muy por encima del valor nominal y con amplios márgenes para las inestabilidades térmicas y el sobrecalentamiento.

El aislamiento exterior puede ser de cerámica o de polímero.

Borna de 400 kV de CA de los años cincuenta



Los aislantes cerámicos poseen una larga historia y se seguirán utilizando durante muchos años. Sin embargo, es probable que su papel vaya disminuyendo en el futuro previsible, ya que la industria busca aislantes de mejores prestaciones que reduzcan los costes globales y mejoren la seguridad, la resistencia sísmica y el comportamiento frente a la contaminación, así como para reducir el peso de los aislamientos.

Para cumplir tantos requisitos como sea posible, las bornas son configurables y se fabrican para tensiones del sistema de hasta 1.100 kV de CA y 800 kV de CC (e incluso más para fines de pruebas). La mayor borna desarrollada a y fabricada en la planta de Ludvika es una borna de transformador de 1.800 kV de CA con una longitud de 15 m. La limitación para la planta no está en los niveles de la tensión ni en el tamaño de las bornas, sino más bien en las necesidades del mercado, donde 1.100 kV de CA y 800 kV de CC son las tensiones mayores que se utilizan actualmente.

Evolución histórica de las bornas

A comienzos del siglo XX, las bornas tenían aislamiento en seco, hecho de baquelita (recubierta de resina), papel y lámina de aluminio, con una brida pegada al núcleo del condensador y un aislante de porcelana. Eran adecuadas para tensiones de hasta 190 kV.

Las tensiones aumentaron a 220 kV en el decenio de 1930, y las capas conductoras se cambiaron por grafito. El grafito (es decir la capa semiconductora) lo

SIEMPRE EN VANGUARDIA

siguen utilizando actualmente algunos fabricantes. El espacio entre el núcleo del condensador y el aislamiento exterior se rellena con aceite y está abierto al transformador.

En el decenio de 1940, las tensiones aumentaron a 400 kV, y se introdujeron los núcleos de condensador impregnados con aceite y colocados dentro de una envoltura aislante de aceite y porcelana.

En el decenio de 1960, las bornas impregnadas de aceite se convirtieron en la tecnología predominante (incluso en la actualidad tienen una cuota de mercado de más del 80 por ciento).

Pero las bornas primeras tenían un elevado factor de descarga parcial y disipación ($\tan \delta$), que aumentaba al subir la tensión del sistema. Si bien eran suficientes para tensiones más bajas, dejaban poco margen para aplicaciones más exigentes. Cuando las tensiones aumentaron a 765 kV en los primeros años 60, la vieja tecnología fue sustituida por sistemas OIP. ABB suministró de esa forma las primeras bornas para 705 kV a Hydro Quebec en Canadá.

En aquella época, las bornas impregnadas de aceite se convirtieron en la tecnología predominante (y así sigue siendo, con una cuota de mercado de más del 80 por ciento). Se siguieron desarrollando las bornas de OIP y se abandonó la producción de bornas cubiertas de resina. Se introdujeron las bornas secas, denominados frecuentemente bornas RIP, que disponen de una creciente cuota de mercado.

En el decenio de 1970 se inició el desarrollo de las bornas HVDC para 600 kV, y se acometieron instalaciones de prueba para bornas de 1.800 kV de CA. Aunque ambos sistemas estaban aislados con aceite, su diseño era muy distinto.

El desarrollo de las bornas RIP, que se inició en el decenio de 1960 en la planta hermana de ABB en Suiza, se tradujo en la producción de bornas de 420 kV en 1989 y de 525 kV en 1996. La reintroducción de la tecnología en seco es la consecuencia directa de los potentes métodos de cálculo modernos así como del progreso en los materiales y la tecnología de producción.

Recientemente (2006) se han desarrollado y verificado bornas de transformadores y pasamuros para 800 kV de CC gracias a pruebas exhaustivas a corto y largo plazo. Las propiedades de los materiales sometidos a cargas de CC

varían con el tiempo y por lo tanto, mediante pruebas a largo plazo se efectúa la verificación del diseño para CC antes de poner en servicio un nuevo producto. Basándose en la experiencia en el diseño, los procesos de producción y los últimos adelantos en el desarrollo de métodos de cálculo, se han tenido en cuenta mecanismos complejos tales como la migración de iones y las distribuciones de carga en función del tiempo. El paso siguiente puede muy bien ser el de los 1.000 kV de CC como continuación lógica de la tecnología adquirida durante el desarrollo de las bornas de 800 kV de CC.

Las bornas son configurables y se fabrican para tensiones de hasta 1.100 kV de CA y 800 kV de CC.

En 2007, ABB diseñó y entregó a China bornas de CA para hasta 1.100 kV, y se aumentó el nivel establecido ya hacía tiempo para las redes de CA desde los 800 kV a los 1.000 kV de CA [3]. Este diseño se basaba en el conocimiento adquirido en los diseños de 1.800 kV en el decenio de 1970.

El desarrollo de bornas para tensiones cada vez mayores y para aplicaciones complejas exige una gran cantidad de

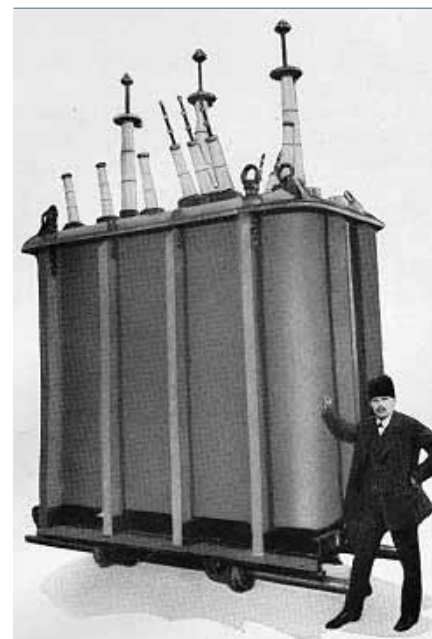
2 Impregnación de bornas RIP



3 Instalación de borna de 1.100 kV de CA (2008)



Transformador de principios del siglo pasado



SIEMPRE EN VANGUARDIA

experiencia y conocimientos, así como de la disposición de instalaciones de prueba por encima de las tensiones nominales, todo lo cual lo tiene ABB actualmente.

Dificultades técnicas

Por supuesto, en unos dispositivos tan complejos, las dificultades técnicas son inevitables. La tensión más alta para los equipos está normalmente limitada por las dimensiones físicas (cuanto mayor es la longitud, mayor ha de ser la rigidez dieléctrica). Asimismo, con tensiones más altas surgen otras complicaciones (especialmente el calentamiento dieléctrico del aislamiento). Mientras que las pérdidas en el dieléctrico para una borna adecuadamente utilizada pueden despreciarse a bajas tensiones, se hacen importantes a tensiones más altas.

El material aislante tiene su factor de disipación mínimo aproximadamente a 60°C y después aumenta con la temperatura. Hay que evacuar el calor a través del aislamiento y la superficie de la borna. En consecuencia, para cada borna existe un límite que, cuando se supera, acarreará una insuficiente evacuación del calor y, por tanto, un aumento incontrolado de la temperatura. Este fenómeno, denominado inestabilidad térmica, terminará por provocar una avería.

El límite de evacuación de calor se llama estabilidad térmica. Las bornas requieren naturalmente una estabilidad térmica total a la máxima tensión, considerando tanto las pérdidas óhmicas que produce la corriente de carga como las pérdidas capacitivas descritas anteriormente. Las intensidades máximas permitidas para bornas concretas y las pérdidas en el dieléctrico debidas a la tensión deben considerarse tanto en conjunto como independientemente unas de otras. Para una borna diseñada adecuadamente, las pérdidas en el dieléctrico y la intensidad nominal no son críticas y una exigencia de que las pérdidas sean pequeñas no contribuye al aumento de la vida útil.

La tecnología RIP representa una dificultad mucho mayor que la tecnología OIP. Esto se debe a que la impregnación de aceite en vacío es un proceso relativamente sencillo y que admite errores en el sentido de que el aceite rellena todas

las partes de la borna y permanece en estado líquido a lo largo de toda su vida. Los productos sin vacío deben desarrollarse y fabricarse con una atención especial, empleando los métodos de diseño más avanzados.

Para simular totalmente los procesos de fabricación muy específicos, en que se presentan la reacción exotérmica, la contracción química y la circulación de aire, es necesario incluir en los modelos teóricos las ecuaciones matemáticas ade-

cuadas. Una modelización basada en la simulación permite el análisis de causas y efectos, sin el cual pueden producirse imperfecciones tales como una indebida propagación del curado, unos elevados gradientes de temperatura, un sobrecalentamiento local, unas deformaciones y esfuerzos grandes (agrietamiento) y también retracciones. Además de las simulaciones numéricas del proceso de fabricación, se ha prestado especial atención a la adecuada selección de los materiales, adaptando los del RIP a fin

Transformador Konti Skan II con bornas de Ludvika. Konti Skan es la línea de transmisión HVDC entre Dinamarca y Suecia

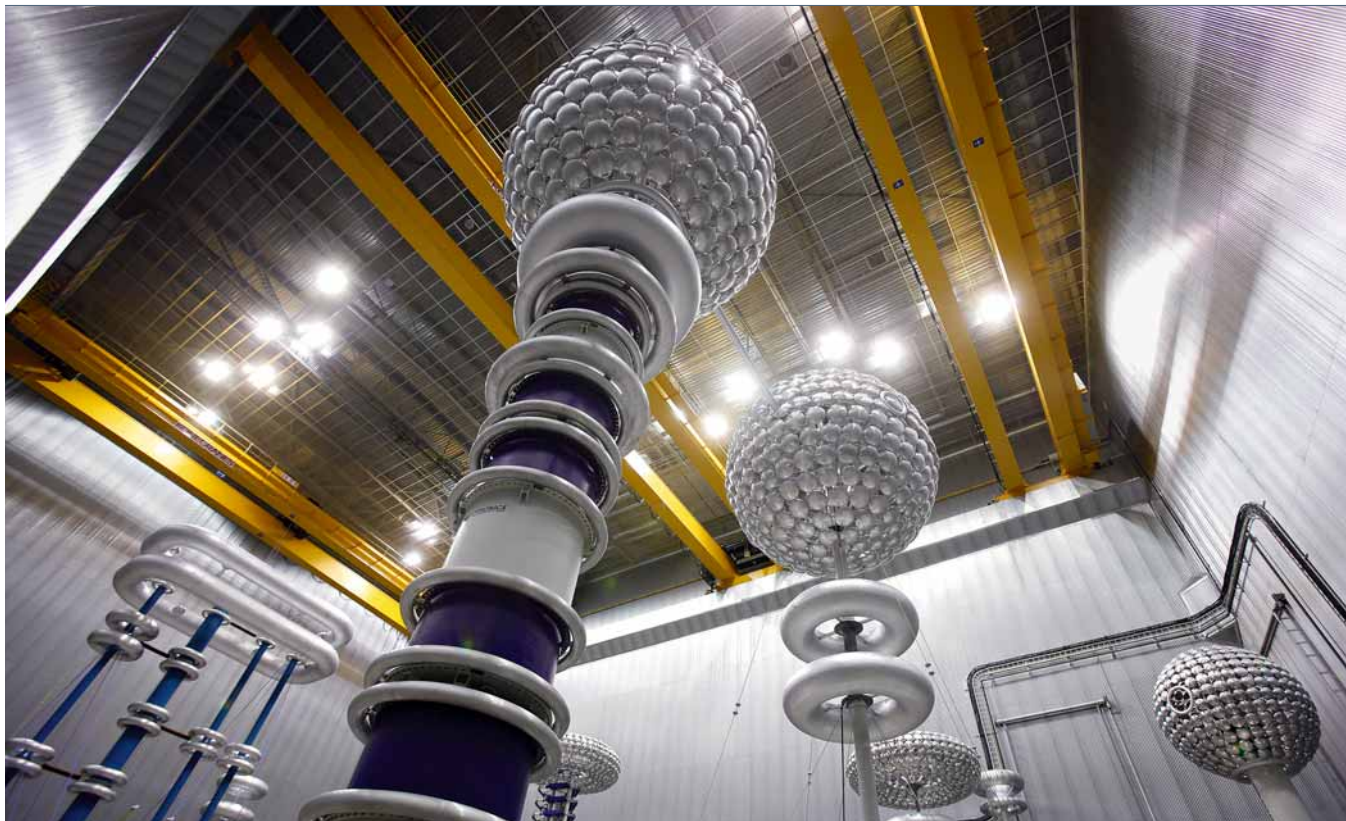


Transformador de convertidor de 800 kV de CC (2008)



SIEMPRE EN VANGUARDIA

Nueva instalación de prueba de UHV (2009)



de optimizar la fabricación sin dejar de tener en cuenta las prestaciones en el lugar de trabajo.

Tanto las bornas OIP como las RIP son productos complejos que, comparados con los productos disponibles a escala global, requieren unas elevadas inversiones en equipos así como en I+D. La complejidad aumenta considerablemente con las tensiones y las intensida-

ABB está en la vanguardia de los procesos de optimización para conseguir los mayores niveles de fiabilidad y calidad.

des. Pero estas dificultades animan a ABB a crear para sus clientes bornas optimizadas, con el desarrollo más avanzado.

Garantía de la calidad

Los procesos de fabricación de las bornas han contemplado décadas de desarrollo continuo, con el resultado de unos rendimientos extremadamente

altos. Por supuesto, ello no significa que se haya llegado al final del camino.

ABB está en la vanguardia de los procesos de optimización para conseguir los mayores niveles de fiabilidad y calidad. Esto es evidente en las etapas más críticas de la fabricación, por ejemplo en el devanado de los núcleos de condensadores, en que las máquinas más avanzadas controlan la inserción de la pantalla del devanado y el ecualizador, o durante el secado y la impregnación, un proceso controlado y vigilado por ordenadores y equipos de personas con mucha experiencia trabajando con máquinas.

Otra área que ha contemplado excelentes avances a lo largo de los años es el control estadístico del proceso y la comprobación automática de los valores límites del proceso con la incorporación de nuevas tecnologías.

Se ha dispuesto una red global de información, que exige que todas las unidades de ABB informen en 24 horas de todas las incidencias importantes ocurridas. Esto proporciona una buena base para la clasificación de incidencias. Se

mantienen reuniones interfuncionales para revisar esta información y establecer prioridades y aplicar las consiguientes acciones correctivas o preventivas en el diseño y la fabricación.

La posición de ABB en la fabricación y desarrollo de bornas es sólida, con instalaciones en Brasil, China, India, Rusia, Sudáfrica, Suiza, Estados Unidos y, sobre todo, en Suecia.

Lars Jonsson

Rutger Johansson

ABB Power Products

Ludvika, Suecia

lars.jonsson@se.abb.com

rutger.johansson@se.abb.com

Lectura recomendada:

Holaus, W., Stucki, F. Últimas noticias: Aparamento de tensión ultra alta para impulsar a China. *Revista ABB* 4/2008, 20-24.

Heinemann, L., Besold, F. Compactas y fiables: Décadas de ventajas: aparamento con aislamiento gaseoso de 52 a 1.100 kV. *Revista ABB* 1/2009, 92-98.

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

La 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 publi-
cación 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
www.abb.com/abbreview.

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

Editor © 2009

ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zürich, Suiza

Impresión

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn, Austria

Diseño

DAVILLA Werbeagentur GmbH
AT-6900 Bregenz, Austria

Traducción

Celer Soluciones, S.L.
Plaza de España, 12, 1º
E-20008 Madrid – España
www.celersol.com

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

Avance 4/2009

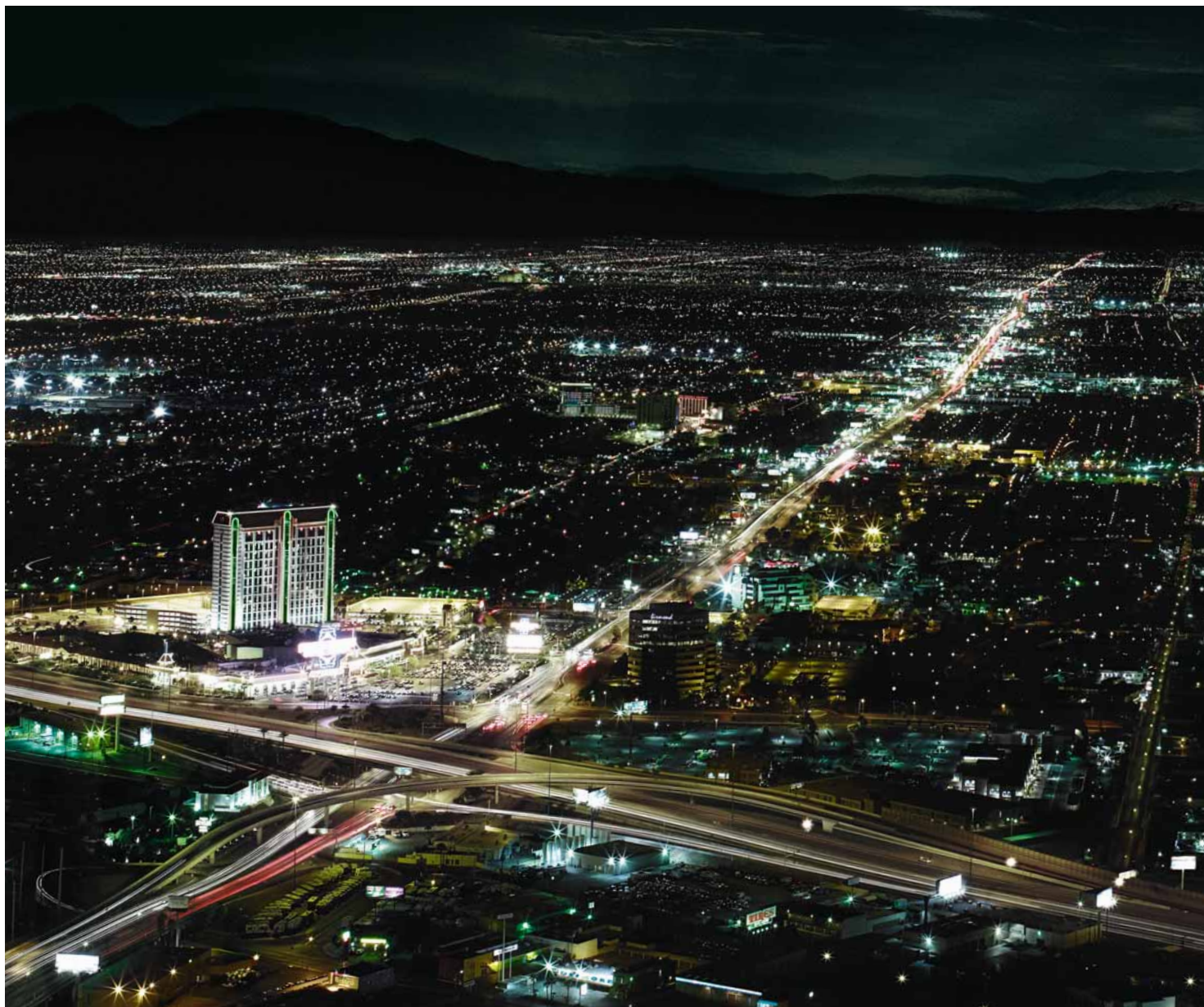


Celebrar la innovación

Conseguir algo radicalmente nuevo, que nunca se ha logrado antes, es en sí mismo una experiencia arrebatadora. En ABB es incluso más si la nueva idea puede aportar ventajas reales a los clientes o a la sociedad en su conjunto. Cientos de científicos e ingenieros de los centros de investigación corporativos de ABB y de las divisiones buscan incansablemente en todo el mundo esas innovaciones, muchas de las cuales definirán los productos y las aplicaciones del mañana.

Cada año, el cuarto número de la Revista ABB está dedicado a presentar las mejores innovaciones de ese año. Seleccionarlas no es una tarea fácil, y las elegidas sólo representan una parte de lo que se ha conseguido.

Una de estas innovaciones tecnológicas se muestra en la imagen superior: un panel de control de Busch-priOn®, parte del concepto inteligente de control para habitaciones desarrollado por Busch-Jaeger, miembro del Grupo ABB. El aura luminiscente de este panel tiene un diseño futurista en sí mismo, pero hay más de lo aparentemente salta a la vista: el color cambia según el contexto (el aspecto se controla) y potencia un planteamiento intuitivo y fácil de entender de una interfaz potente y multifuncional. Este concepto obtuvo el prestigioso premio internacional "red dot design award" por su innovación en el diseño de comunicaciones.



Cities that consume 30% less energy?

As a leading producer of energy-efficient solutions, ABB helps deliver major power savings, without compromising performance. Our lighting control systems can deliver power savings of up to 50 percent, and our building automation up to 60 percent. While everyone else is talking about energy prices, power shortages and climate change, ABB is doing something about it, right here, right now. www.abb.com/energyefficiency

Certainly.

Power and productivity
for a better world™

