

ABB

4 | 15
es

review

Control avanzado de turbinas eólicas 18

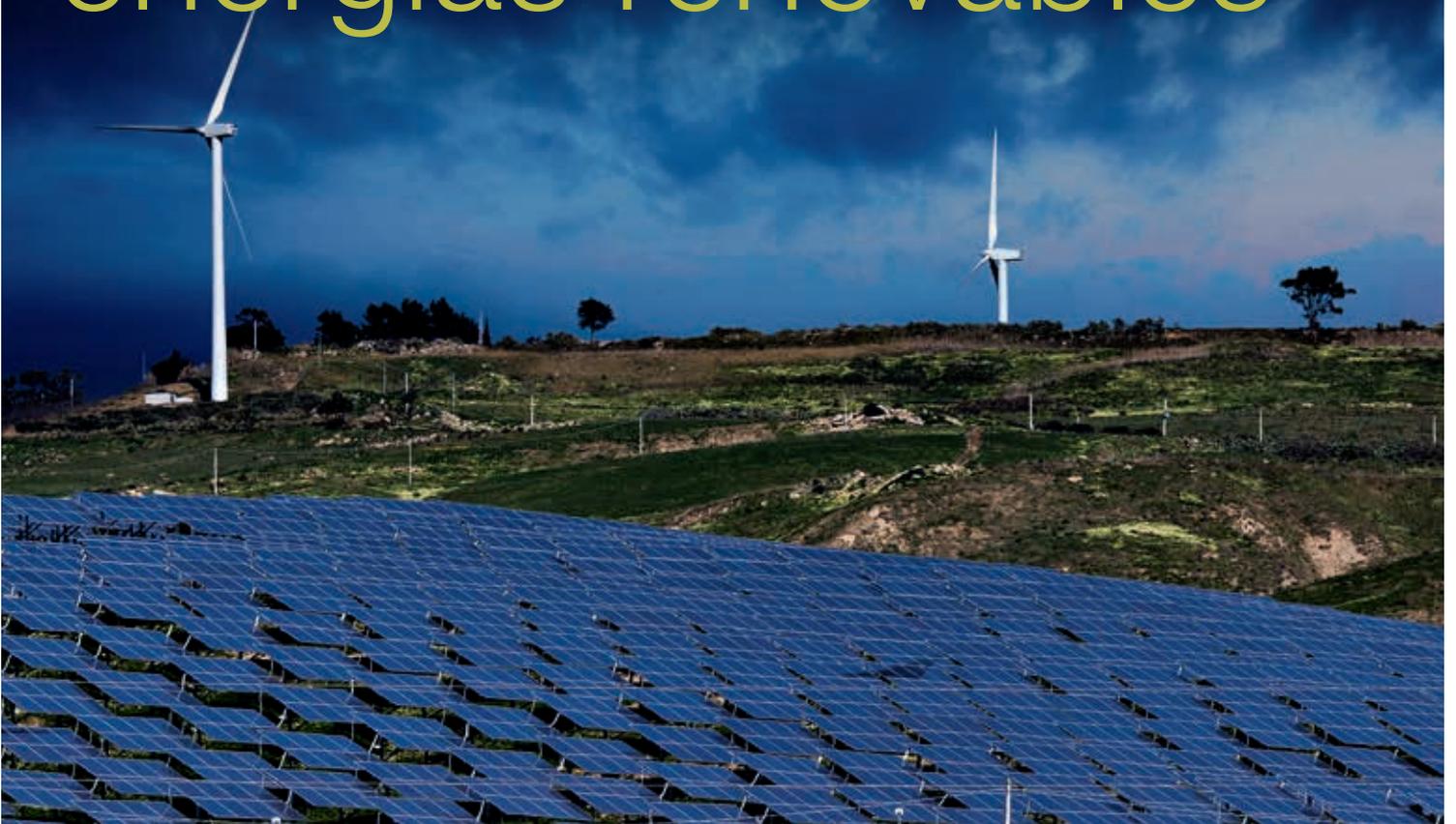
Tecnología de transporte para la integración 29

Aumento de la capacidad de la red 34

Cumplimiento de los códigos de red 50

La revista técnica
corporativa

Integración de las energías renovables



Power and productivity
for a better world™



Equilibrar oferta y demanda variables nunca ha sido fácil, y el aumento de la proporción de energías renovables en la generación total ha multiplicado las dificultades.

La respuesta de ABB es apoyar a sus clientes en toda la cadena de valor de la energía: desde la consultoría, la generación y la conexión hasta el transporte, la supervisión y el control, sin olvidar el mantenimiento y la optimización.



Energías renovables

- 6 Cuestiones capitales**
Por qué el futuro de las energías renovables depende de los costes de capital y otras preguntas sobre este tipo de energías

- 13 Symphony lleva la batuta**
Symphony® Plus flexibiliza y optimiza las centrales eléctricas convencionales y de energías renovables

- 18 Vientos cambiantes**
Nuevas tecnologías para el control de turbinas y parques eólicos

- 24 Realidad virtual**
El sistema de control y optimización centralizado de ABB hace rentables las centrales virtuales

- 29 Mejora potencial**
Tecnologías de transporte para apoyar la integración de las energías renovables

- 34 Regular los altibajos**
Mayor capacidad de red para conectar energías renovables

- 43 Almacenamiento de energía**
Ventajas que no se limitan a la integración de las energías renovables

- 50 Asesoramiento sobre el código de red**
ABB y sus consultores expertos en electricidad ayudan a integrar las energías renovables y a cumplir los códigos de red

Domeñar la fuerza

- 57 Equilibrar las oscilaciones**
Supervisión en tiempo real y eliminación de las oscilaciones entre áreas en grandes sistemas eléctricos interconectados

Producción eficiente

- 62 Invasión: cero absoluto**
La medición no invasiva de la temperatura mantiene todo en orden

- 68 Optimización de los flujos de energía**
Mayor eficiencia energética en la siderurgia modelizando y gestionando flujos de energía con cpmPlus Energy Manager de ABB

Índice

- 74 Índice 2015**
Resumen del año

Integración de las energías renovables



Claes Ryttoft

Estimado lector:

En la última década hemos asistido a una notable transformación de las energías renovables. Las que fueron formas experimentales e idealistas de generar energía se han transformado hasta ser irreconocibles, y ahora no solo representan una proporción notable de la generación total, sino que compiten económicamente en el mercado de la energía.

El apoyo a las energías renovables es un elemento destacado de la promesa de ABB (como manifestó el CEO, Ulrich Spiesshofer) de contribuir a “que el mundo marche sin acabar con el planeta”. En nuestra opinión, el crecimiento futuro de las energías renovables se apoya en dos pilares principales.

El primero es la rentabilidad. Para que el uso de energías renovables siga creciendo, debe seguir atrayendo capital, y esto significa que los inversores deben ver una rentabilidad competitiva. Ofrecer una propuesta económica atractiva no consiste solo en optimizar el precio de la compra inicial, sino considerar los costes totales durante todo el ciclo de vida útil del equipo y los sistemas. Esto incluye el servicio, la fiabilidad y la ausencia de paradas no programadas.

El segundo pilar es la integración de esta energía renovable en la red. Esta tiene que integrar fuentes de generación intermitentes e incluso imprevisibles, y también debe (en especial en el caso del viento) transportar electricidad desde regiones en las que la red no está tradicionalmente preparada para tales cantidades de energía. ABB se siente cómoda en el área de integración en la red gracias a sus más de 100 años de experiencia en el desarrollo y la mejora de las redes de transporte y distribución.

Esta edición de ABB Review incluye artículos que consolidan los dos pilares. El primero es una entrevista a Gerard Reid, socio fundador de Alexa Capital, que habla del crecimiento futuro de las energías renovables y los actuales desafíos, especialmente con relación al capital y la normativa.

En el área del apoyo a la producción de energías renovables, analizamos el control y la optimización de la generación. También se hace referencia al fortalecimiento de la capacidad de la red, así como a las soluciones de almacenamiento de la energía y a los códigos de red.

Aunque se aparta un poco de campos estricta y directamente conectados con las energías renovables para abordar otros que también tienen importantes implicaciones, este número de ABB Review continúa su serie “Domeñar la fuerza” y aborda el control de las oscilaciones entre áreas en las redes eléctricas. También abordamos las mediciones no invasivas en una destilería de vodka y la modelización de los flujos de energía en la siderurgia.

A título personal, ya que mi trabajo como Director de Tecnología está a punto de finalizar, me gustaría darle las gracias por su fidelidad y su apoyo a ABB Review. Espero que esto continúe durante muchos años.

Que disfrute de la lectura.

Claes Ryttoft
Director de Tecnología y
Vicepresidente Senior del Grupo
Grupo ABB





Cuestiones capitales

Por qué el futuro de las energías renovables depende de los costes de capital y otras preguntas sobre este tipo de energías

Gerard Reid, socio fundador de Alexa Capital y Jochen Kreuzel, responsable de ABB Smart Grids Industry Sector Initiative, hablan de energías renovables y nuevos modelos de negocio en el sector energético en una entrevista con la ABB Review.

1 Incorporación anual de capacidad de renovables según tecnología (2001 – 2014)

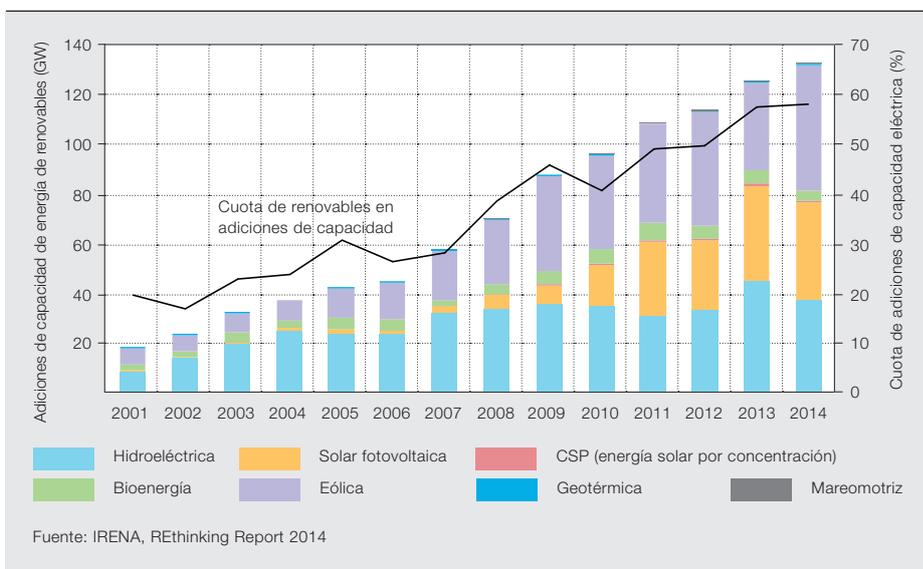


ABB Review (AR): La transformación de las energías renovables está avanzando a velocidades de vértigo → 1. ¿Qué factores impulsan este fenómeno?

Gerard Reid (GR): No veremos un incremento importante de las renovables en el mundo sin un mandato de las administraciones. Especialmente en Europa este ha sido el principal elemento impulsor → 2.

Hay otros dos factores importantes. Uno de ellos es el coste. Hemos observado reducciones de costes muy importantes en energía solar, pero también en la eólica. Las energías renovables se están abaratando demasiado como para pasarlas por alto → 3.

El otro factor lo constituyen los avances estratégicos en tecnología. Y no me refiero solo a las tecnologías de las energías renovables propiamente dichas, sino a cómo estas se integran en el sistema. Hace diez años la mayoría de los alemanes habrían dicho que era imposible integrar un 10% de renovables. Hoy suponen el 30%. En mi país, Irlanda, suponen el 25%.

Estos elementos impulsores permanecerán, pero su importancia relativa variará. En mi opinión asistiremos a un desplazamiento de la importancia desde los mandatos oficiales hacia los costes y la tecnología.

Jochen Kreuzel (JK): Y el sector se está preparando para actuar tanto en la tecnología como en el coste. La demanda de electricidad crece muy deprisa y hay que reducir las emisiones de CO₂. Estas dos tendencias contrapuestas solo pueden afrontarse mediante la tecnología, tanto la de las propias energías renovables como la de apoyo. Dar servicio al sector de las energías renovables exige un conocimiento profundo de las tecnologías de generación y experiencia en instalarlas en todo el mundo. Este enfoque integral irá cobrando importancia a medida que el negocio de las renovables sigue su rápida evolución.

AR: ¿Qué impulsa este mandato de la administración pública? ¿Las preocupaciones medioambientales?

GR: Sí. Si observamos el caso de Europa, nunca se habría producido un incremento tan importante de las energías renovables sin un movimiento verde que presionara en términos de legislación contra la contaminación y las emisiones.

AR: Al ser ahora tan asequible la nueva tecnología ¿seguimos necesitando en Europa el apoyo continuo de la administración?

GR: Sí. Los mercados de la energía tal como los conocemos están acabados. No es posible crear generación de ningún tipo sin alguna forma de regulación muy clara. La razón es que en Europa, con la posible excepción del Reino Unido, no es posible recuperar la inversión de capital.

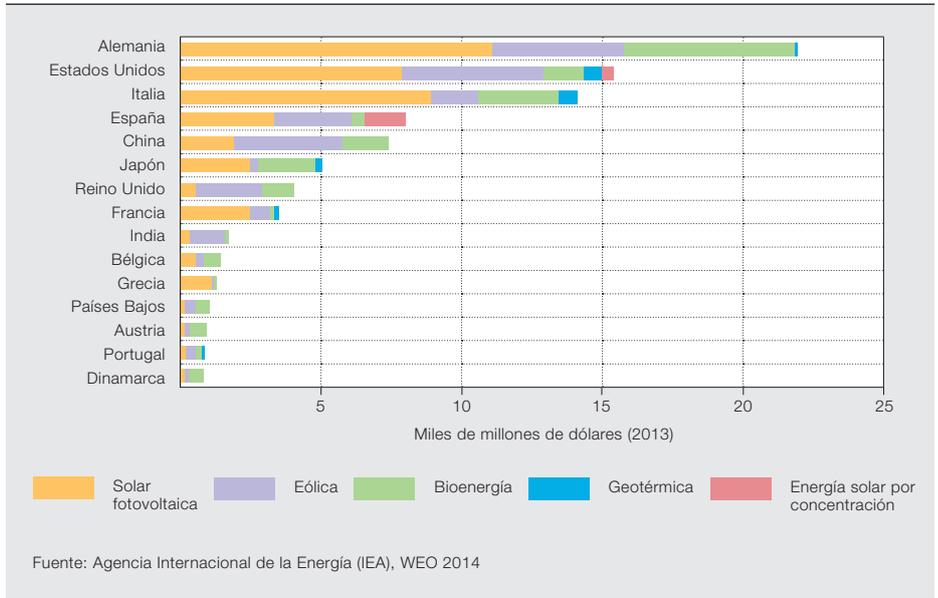
No veremos un incremento importante de las renovables en el mundo sin un mandato de las administraciones. Este ha sido el principal elemento impulsor, especialmente en Europa.

Sin él, no se invertiría en generación eléctrica. Por eso las renovables, y las energías en general, necesitarán un mecanismo de ayuda o de mercado.

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, las energías renovables han producido un nuevo fenómeno: costes marginales nulos. No tienen costes de combustible y los costes de explotación son muy bajos. Una central de gas o de carbón gasta combustible por cada kWh generado y necesita gran cantidad de personal solo para mantenerse en funcionamiento. Con las energías renovables sucede justo lo contrario. Si una central dispone de una gama completa de activos de generación, cuando tiene que decidir cuál utiliza como parte de su mix de generación, es probable que use pre-

Los mandatos de la administración, los costes y los avances tecnológicos están impulsando el avance de las renovables.

2 Subvenciones a las energías renovables por fuente en los 15 países con más subvenciones



ferentemente las energías renovables, en base a los costes variables. Al introducir en la red más energías renovables, lo que sucederá es que el precio de la electricidad al por mayor irá tendiendo a cero.

Esto puede observarse especialmente en Alemania. Los precios de la electricidad en Alemania están entre 30 y 35 euros/MWh (33 a 39 \$/MWh). Nadie va a crear generación convencional a estos precios, porque no podrían recuperar los costes variables, y mucho menos los costes de inversión. Y esta es la gran oportunidad que han traído al mercado las energías renovables.

JK: ABB observa que los productos que ayudan a integrar en la red grandes cantidades de energía renovable de forma rentable y sencilla resuelven gran parte de la ecuación del coste de las renovables y del problema de los mercados eléctricos. Estoy pensando, por una parte en sistemas de automatización y control para la generación flexible, corriente continua de alta tensión (HVDC), sistemas flexibles de transporte en corriente alterna (FACTS) y otras tecnologías y, por otra, en un diseño del mercado que facilita la flexibilidad y la entrega a un precio adecuado.

AR: Dice usted que los costes variables tienden a cero, pero ¿qué sucede con los costes fijos?

GR: En términos de gasto de capital (CAPEX), se dice que el coste de la energía solar es de 1 millón de dólares/MW, y que la cifra para el gas es aproximada-

mente la misma, por lo que se supone que están a la par. Pero no es así, pues lo que hay que considerar en realidad es el CAPEX por MWh. Si un generador de gas funciona un 60% del tiempo y un parque solar un 15%, el CAPEX por unidad generada será cuatro veces mayor para el parque solar. Si queremos introducir energías renovables en el sistema, tenemos que reducir el coste de capital. Los costes de capital serán determinantes para introducir energías renovables en la red.

Esto puede tener distintas implicaciones en distintas partes del mundo. Por ejemplo, el coste de capital en la India es el doble que en Alemania. Sin embargo, como la India tiene casi el doble de horas de sol, el coste de la producción eléctrica es más o menos el mismo en ambos países.

Esto no ocurría con la generación convencional, ya que recuperábamos los costes de capital con el precio de la energía, que estaba determinado por el coste marginal. Si los costes de combustible aumentaban, aumentaban para todos, y el precio de la energía también aumentaba.

Con las energías renovables, ya no vivimos en ese mundo. Gracias al bajo coste marginal de las renovables, una compañía eléctrica o una empresa de generación puede ofrecer a los consumidores un acuerdo de compra a un precio fijo para los próximos 20 años. Ninguna empresa eléctrica puede hacer algo así con gas o carbón. Por otra parte, la competencia permite al consumidor cambiar rápida-

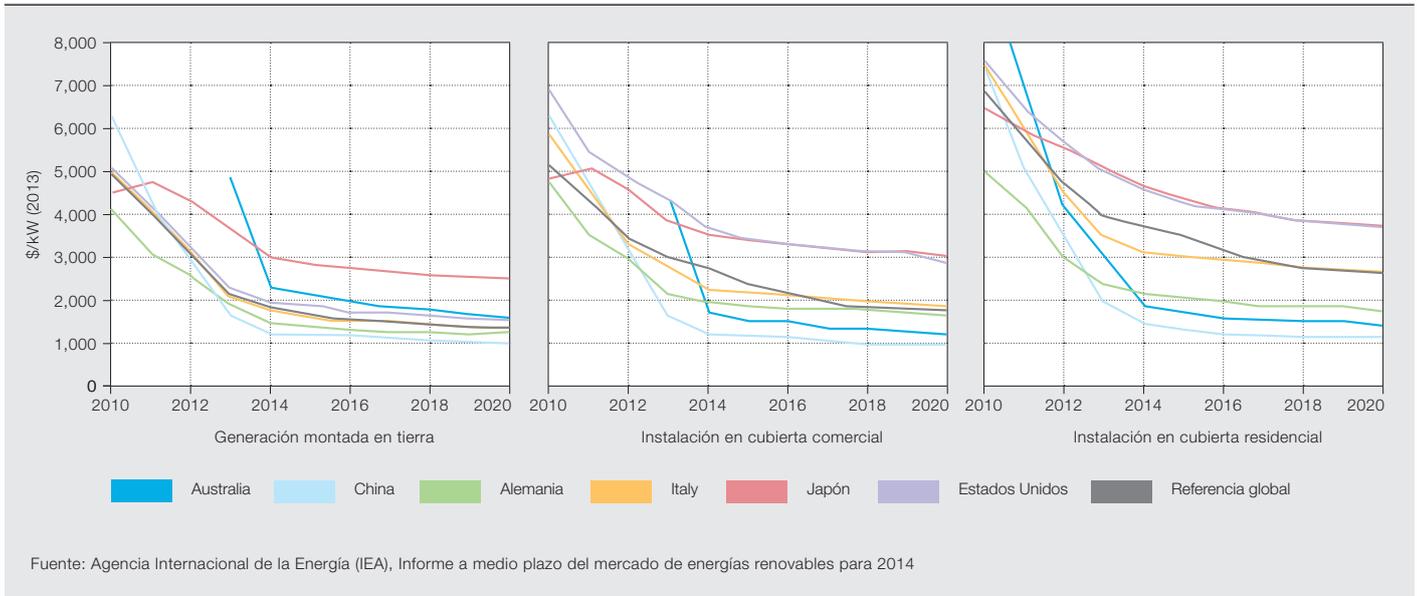
mente de proveedor y firmar solo contratos a corto plazo. Esto no casa con las renovables, ya que los inversores necesitan seguridad en los precios de la energía para recuperar los costes de capital. Esto exige un cambio fundamental en la forma en que consideramos los mercados energéticos.

AR: ¿Cómo debe reformarse el mercado eléctrico para hacerlo compatible con esta nueva perspectiva?

GR: Creo que lo mejor es dejar que el precio de la energía lo determine todo. Más que precios cada 15 minutos necesitaremos precios cada minuto. Fijando los precios por minuto se obtiene un alto grado de volatilidad en el precio de la energía, pero esa misma volatilidad permitirá a los proveedores recuperar sus costes.

JK: En mi opinión, este enfoque puede ayudar a incentivar la respuesta a la demanda u otros tipos de generación comercial, pero no veo cómo ayuda a las renovables. La razón que subyace al mecanismo actual de mercado en el que el precio de la energía viene determinado por el coste marginal, es que produce el menor coste de explotación para operar un grupo de centrales. La función de los mercados de entrega inmediata es determinar el despacho de cargas óptimo. Esta tarea se está volviendo obsoleta en un sistema con coste marginal cero. Así pues, los mercados a corto plazo ya no serán una herramienta adecuada. Ya observamos distintos enfoques de mercado en otros mercados dominados por los costes fijos, como el de

3 Costes típicos históricos y previstos de inversión en energía fotovoltaica a principios de año



las telecomunicaciones. Vemos tarifas planas e incentivos para firmar contratos a largo plazo, bien es verdad que a dos años en lugar de a veinte. En este caso, los costes de capital determinan en gran medida la competencia.

GR: Otro enfoque del mercado es proporcionar una rentabilidad regulada a los propietarios de activos de energías renovables, como ya está sucediendo en algunos casos. Pero de una u otra forma, se requieren cambios radicales. Los intentos recientes de reformar el mercado han sido meros retoques. Necesitamos una reestructuración mucho más radical.

AR: Hemos hablado de energía solar. ¿Qué sucede con otras energías renovables?

GR: Para mí, la energía solar es una revolución y la eólica no lo es: es una evolución. Hemos tenido energía eólica durante los últimos 50 años y ha ido evolucionando de manera positiva, y está muy claro que forma y seguirá formando parte de nuestro sistema energético. En Irlanda estamos produciendo electricidad por debajo del precio mayorista, lo que supone un cambio de la situación.

El mayor problema es que no es fácil predecir el viento. En Alemania, los comercializadores de energía tratan de predecirlo diariamente, pero casi nunca aciertan. La energía solar es mucho más fácil de predecir. Además, lo que hace que la energía solar sea tan atractiva es su flexibilidad. Se puede implantar en una calculadora o en

el tejado o construir una gran planta, y es rápida de instalar. No tiene el mismo impacto visual o espacial que una turbina eólica y su instalación no produce el mismo nivel de oposición. No hemos tenido nunca una tecnología como la solar, en la que se pueda hacer algo de forma tan local, tan barata, tan rápida y tan eficaz.

Otras tecnologías como la biomasa, la energía geotérmica o la de las olas son evolutivas. No me interpreten mal. Todas ellas son excelentes, pero no son tan revolucionarias como la solar. Hace diez años el mercado mundial de la energía solar era de 1 GW. Este año se prevé que ascienda a los 50 GW. Observando la estructura de costes de las compañías en el futuro, preveo reducciones de costes adicionales de un 40 por ciento en los cinco próximos años. Mientras tanto, preveo para la energía eólica una reducción de costes de quizá un 5%, pero no de un 10%.

AR: Así pues, unos menores costes de la energía solar significan que esta seguirá como líder de las energías renovables en términos de crecimiento. ¿Qué efectos prevé para otras energías renovables?

GR: Hay una cantidad limitada de recursos para subvencionar las renovables, y la mayoría están yendo a la energía solar. En Alemania la energía solar ha podido añadir 7 GW de nueva capacidad cada año durante tres años seguidos. La energía eólica no pudo hacer lo mismo. Creo que la energía eólica tiene un papel muy importante en la generación, pero tam-

El sector está poniendo a prueba su fuerza tanto en la tecnología como en el coste de la misma.

Dar servicio al sector de las energías renovables exige un conocimiento profundo de las tecnologías de generación y experiencia en instalarlas en todo el mundo.

bién creo que la energía solar compite con la eólica marina en términos de inversión de capital. ¿Por qué? Los costes de la energía eólica marina no han bajado. Por el contrario, han ido aumentando.

JK: Estoy de acuerdo en que la energía solar ha revolucionado el escenario de la generación con nuevas oportunidades, pero también plantea nuevos problemas, especialmente para el sistema de distribución de energía. Pero no creo que debamos subestimar el enorme potencial que la generación eólica tiene aún por ofrecer. La energía eólica se ha convertido en la opción de menor coste para nueva capacidad de generación en muchos países, y en el último año han seguido apareciendo nuevos mercados en Asia, África y América latina. Además, si tomamos las observaciones del World Energy Outlook 2014 de la AIE, podemos esperar que para 2040 se haya triplicado la capacidad eólica instalada en todo el mundo. Así pues, creo que seguirán produciéndose interesantes novedades en este campo.

AR: ¿Quién aporta, o debería aportar, los recursos para nueva capacidad renovable? ¿Defenderán los agentes actuales su dominio del mercado asumiendo el liderazgo, o entrarán nuevos inversores que irán apoderándose gradualmente del mercado?

GR: Veamos lo que sucede en el campo de las telecomunicaciones. Tenemos todavía todos los viejos agentes, British Telecom, Deutsche Telekom, etc. Algunos de ellos se han fusionado, otros han cambiado de nombre, pero ahí siguen. Pero también han aparecido gran cantidad de nuevas compañías. El problema que tienen los agentes actuales es que después de cien años haciendo lo mismo, pueden tener dificultades para adaptarse a esta súbita revolución.

JK: Si observamos a las empresas de telecomunicaciones como usted dice, las antiguas siguen presentes, pero gran parte del negocio en servicios de valor añadido basados en las telecomunicaciones está yendo a los nuevos actores. Las compañías actuales siguen siendo proveedores de la infraestructura convencional, pero el negocio lo hacen los usuarios de esta infraestructura o, en un caso destacado, un fabricante de dispositivos. ¿Cree usted que se producirá un fenómeno similar en el mercado eléctrico?

GR: Creo que es una buena analogía. Otra analogía que veo es el sector del automóvil, que está experimentando grandes cambios con los vehículos eléctricos, lo que le acerca a las compañías eléctricas. Una de las principales razones para ello es que el coste de las baterías está disminuyendo. Pensando en los fabricantes de automóviles, me pregunto cómo serán dentro de diez años. Creo que algunos serán empresas de servicios. Algunos puede que utilicen el automóvil como plataforma, pero le incorporarán servicios de energía y una amplia gama de otros servicios. Por ello creo que los agentes del mercado energético deberían observar a empresas como Apple o Google. Después de lo que han hecho en el sector de las telecomunicaciones, estas empresas se están dirigiendo al sector del automóvil y de la electricidad, pues han comprobado que en estos también lo importante son los datos. Pueden decir: "Ya estamos en el espacio de los datos y en el hogar. Ahora vamos a hacer funcionar el vehículo eléctrico, instalar el panel solar y conectarlos todos entre sí".

Así pues, en el futuro no se tratará solo del mercado eléctrico, sino que este estará interconectado con esos otros espacios en una convergencia de dos o tres sectores.

AR: Así pues, si el panel fotovoltaico y la batería del futuro van a ser productos básicos, ¿dónde está el valor añadido en el mercado de las energías renovables?

GR: Estoy de acuerdo en que el panel solar va a ser un producto básico. Pero dudo que vaya a serlo la batería. Alrededor de la batería hay una enorme complejidad y en ella existe una verdadera propiedad intelectual. Además, al lanzarse al mercado de la energía estacionaria todas las baterías reutilizadas, todo el panorama del almacenamiento va a cambiar.

JK: No creo que las baterías reutilizadas vayan a tener un gran impacto en los mercados energéticos si los precios de las baterías siguen disminuyendo al ritmo actual, con baterías nuevas de mayores prestaciones más baratas que las usadas. Creo que el almacenamiento en baterías del lado de la red utilizará baterías fabricadas específicamente más que baterías reutilizadas.

GR: Posiblemente no veremos que se utilicen baterías recicladas para aplicaciones críticas como el mercado prima-



Gerard Reid es socio fundador de Alexa Capital, que presta servicios de consultoría corporativa, financiera y de gestión de activos en los sectores de la energía, de la infraestructura energética y de la tecnología energética.

Ha pasado la última década trabajando en búsqueda y gestión de capital y en finanzas corporativas, centrado en la energía y en especial en lo que él llama la Revolución Digital de la Energía. También es escritor, tiene un blog sobre energía (www.energyand-carbon.com) y es columnista mensual de Biz Energy Today, la publicación del sector energético alemán.

Ha sido nombrado recientemente miembro del Consejo de la Agenda Global del Foro Económico Mundial sobre el futuro de la Electricidad. Antes de fundar Alexa Capital, Gerard Reid era director ejecutivo y máximo responsable para Europa de Investigación sobre Tecnologías Limpias de Jefferies & Co.

rio de reserva, pero estoy convencido de que veremos su uso en nuestros hogares y en nuestras empresas. La principal ventaja para los fabricantes de baterías es que pueden retrasar el reciclado y ganar más dinero utilizándolas. Y en este momento las baterías usadas cuestan la mitad que las nuevas.

AR: ¿No se reducirá la diferenciación de la tecnología a medida que se aproxima a su punto óptimo, haciendo que las baterías sean un producto básico?

GR: Sí. Pero veamos qué sucede en el negocio de la televisión. Creo que ahora hay tres fabricantes de televisores en el mundo. En algún momento se hicieron tan grandes que nadie más podía competir con ellos y entrar en el mercado. Creo que sucederá lo mismo con las baterías, y así es como los fabricantes pueden protegerse en cierta medida contra la pérdida de valor añadido. En cambio, hay unos 40 fabricantes de paneles fotovoltaicos en todo el mundo, compitiendo entre sí más o menos con el mismo producto, y esto hace que se convierta en un producto básico.

El valor real está en gestionar la complejidad y en integrarla en algo que quiere el cliente. La diferenciación está en el software y en el servicio.

JK: Hablando de la pérdida de valor añadido respecto a su ejemplo del sector de la televisión, la consolidación podría realmente conferir valor añadido a este sector. Podría suceder algo similar con los fabricantes de paneles fotovoltaicos.

GR: Podría producirse una consolidación en el mercado solar como hemos visto en la televisión, pero no creo que ocurra hasta que se ralentice el crecimiento del sector solar, y pienso que todavía faltan de 5 a 10 años para que las instalaciones anuales de energía solar alcancen su máximo.

AR: Las compañías recién llegadas se caracterizan por su capacidad para redefinir el mercado con tecnologías disruptivas. ¿Podría decir algo sobre tecnologías disruptivas en el sector energético?

GR: No hablemos solo de tecnologías disruptivas, sino de tecnologías y modelos de negocio disruptivos. Si observamos los llamados negocios disruptivos del sector, vemos que realmente son una mezcla de tecnología y modelo de negocio.

Si nuestros clientes tienen una batería en su coche, podemos agregar esas baterías y utilizarlas para operar en el mercado de la energía. Esta idea puede parecer disparatada, pero tiene sentido desde el punto de vista de los fabricantes de baterías o de automóviles. Estos quieren asegurarse de que la carga de las baterías está bajo control. Quieren controlar la carga proporcionándonos un paquete de servicios. Así podrían decirnos: "Le ofrecemos una tarifa plana para su batería. Puede cargarla donde quiera y eso le costará, por ejemplo, 35 dólares al mes". Tienen todos los datos sobre nosotros. Saben dónde estamos. Saben que estamos en el aeropuerto y que estaremos en Francia durante dos días. Así pues, añaden esa batería a otras del país y participan en el mercado eléctrico. Esto es una revolución. Y los fabricantes y los consumidores suscribirán este acuerdo porque les conviene.

Los consumidores firmarán contratos de compra a largo plazo. Muchos no nos queremos gastar 500 euros en un smartphone, pero aceptamos el precio si está incluido en la factura telefónica.

JK: Las revoluciones suelen empezar como evoluciones, y en algún momento cobran impulso. La última revolución verdadera que hemos tenido en el sector de la energía fue, en mi opinión, la aparición de la electricidad. Creo que nadie podía prever ni imaginar lo rápido que se iba a desarrollar ni el grado de ubicuidad que iba a alcanzar, salvo quizá unos pocos visionarios.

GR: Estoy de acuerdo, pero mirando a otras partes del sector de la energía, al petróleo y al gas, también estamos viendo una enorme revolución en términos de lo que está sucediendo con el gas de esquistos. ¿Quién podía predecir que Estados Unidos iba a ser el mayor productor de petróleo y gas del mundo? Esto no había sucedido en el sector energético en mucho tiempo.

AR: Hemos hablado de la importancia de las baterías para la movilidad, pero, respecto a la movilidad eléctrica en el contexto de las renovables, ¿qué tendencias prevé?

JK: Una tendencia clara es que en la cadena de energía renovable para la movilidad electrónica participan cada vez más agentes. Esto plantea problemas, y tenemos que asegurarnos de disponer de los productos adecuados y de que sean seguros, tanto para el cliente como para

No creo que las baterías usadas vayan a tener un gran impacto sobre los mercados energéticos si los precios de las nuevas siguen bajando al ritmo actual.

la propia red, para adaptarnos con rapidez y aportar nuevos productos y prácticas. En otras palabras: la mayor flexibilidad será una tendencia importante.

GR: Mi opinión es que todo va a ser eléctrico y todo va a ser digital. Los consumidores también están empezando a cambiar su comportamiento. Los consumidores jóvenes no necesitan tener el último coche de gama alta. Se conforman con poder alquilar un coche. Y esto significa que pueden alquilar el mejor coche para cada momento en lugar de tener uno que valga para todo.

He oído que algunos fabricantes de coches ganan el doble en un coche que dedican al uso compartido. Esto es impresionante en términos de margen, pero desde luego no les ayuda en términos de volumen, ya que en conjunto fabricarán menos coches. Pero está muy claro que están pasando de pensar en términos de propiedad del vehículo a pensar en modelos de servicio. Es una estrategia muy arriesgada, pero en una revolución hay que ser valiente. No se puede predecir el futuro, pero se puede intentar conformarlo.

AR: A medida que llegan a la red los nuevos modelos de servicio, será necesario recopilar e intercambiar cada vez más y más cantidad de datos. Pero poner un dispositivo en línea significa también que será potencialmente vulnerable a ciberataques. Si se puede piratear un hogar o una empresa, esencialmente se puede controlar ese hogar o esa empresa. ¿Cómo podemos mitigar estos riesgos?

GR: La compañía eléctrica necesitará saber lo que hago en casa. Por supuesto, esto plantea problemas de privacidad. Pero miremos la cantidad de datos que

recopila Google, y sin embargo a casi nadie le importa.

La ciberseguridad no es aún una cuestión muy importante, pero lo será. El mundo de la energía no ha necesitado hasta ahora mucho software, pero esto está cambiando. La amenaza no afecta solo a las empresas eléctricas y sus clientes, sino también a los fabricantes de hardware. No creo que este movimiento hacia la digitalización vaya a detenerse, pero obviamente la seguridad se convertirá en un problema mucho mayor.

AR: Hemos hablado mucho sobre la situación del mercado y los servicios, pero al principio de esta entrevista usted mencionó también que los avances tecnológicos para la integración del sistema constituyen un factor fundamental para facilitar el despliegue de las energías renovables. ¿Cómo ve usted el impacto de esas tecnologías en el desarrollo de la futura red eléctrica?

GR: Creo que hay cierto intercambio entre la red y el almacenamiento. Con más y más baterías en la red de distribución, ésta estará menos expuesta a los picos, tanto de carga como de alimentación. De este modo, el almacenamiento se presenta como alternativa al transporte. Por volver a la analogía con las telecomunicaciones: la red de telefonía fija, aunque sigue siendo importante, ya no es la piedra angular ubicua que era antes.

JK: Creo que hay una diferencia importante, y es que las redes móviles han sustituido en parte a la funcionalidad de las líneas fijas en las conversaciones personales. En la red eléctrica persiste la dificultad de llevar electricidad a zonas con fuertes variaciones estacionales, como el hemisferio norte en invierno. Las baterías pueden intercambiar la carga durante el día, pero no es posible cambiar de forma económica la carga a lo largo de meses utilizando baterías.

Solo veo dos formas de tratar este problema. Una es no usar más de, por ejemplo, un 50% de energías renovables. La otra es conectar distintas zonas con líneas de transporte. Las zonas con mayores recursos de sol y viento suelen estar aisladas. Para utilizar estos recursos se necesitarán formas eficientes de transportar una gran cantidad de electricidad a los centros de consumo. Es preciso mejorar las interconexiones de transporte para

optimizar el uso de las renovables y equilibrar cargas.

GR: Estoy de acuerdo. Pero me parece que la principal necesidad de inversiones está en la red de distribución. No nos estamos ocupando de la red de distribución. Y es ahí donde se van a producir los mayores cambios.

También me parece que vamos a asistir a una mayor flexibilidad por el lado de la demanda. Las eléctricas utilizarán modelos basados en los costes para vender electricidad a los consumidores. Ya sé que esto ya sucede con los clientes comerciales o en el sector doméstico cuando se utiliza calefacción eléctrica de almacenamiento. Se ofrece al cliente la oportunidad de comprar al precio más barato.

AR: Muchas gracias, señores, por esta conversación tan interesante y valiosa. ABB Review publica regularmente artículos sobre energías renovables, por lo que es bueno ampliar nuestro alcance y hablar del modelo de negocio y de las consecuencias para la inversión de capital. Basta hacer un viaje en coche para ver el empuje de la generación solar y eólica y la importancia que están adquiriendo. Por supuesto, todos somos conscientes de la necesidad de cambio motivada por aspectos climáticos. Es evidente que, a medida que disminuyen las ayudas directas de la administración, la contribución del sector privado será cada vez más importante, y que la flexibilidad y la agilidad serán atributos fundamentales.

También se observa la gran importancia del equilibrio entre costes de capital y costes marginales y las implicaciones que esto tiene para el rumbo que tome el desarrollo tecnológico.

Actualmente ABB colabora con los clientes en toda la cadena de valor de la energía para planificar, generar, conectar, transmitir, vigilar y controlar la energía de las instalaciones renovables, así como para mantener y optimizar sus sistemas, y de nuestra conversación se deduce claramente que todas esas áreas de tecnología son críticas para el futuro de las energías renovables.

Entrevista realizada por Andreas Moglestue, redactor jefe de ABB Review. Si desea más información, diríjase a Norma Guentert, directora de comunicación de ABB Smart Grids and Wind Power Industry Sector Initiatives: norma.guentert@ch.abb.com



Symphony lleva la batuta

Symphony® Plus flexibiliza y optimiza las centrales eléctricas convencionales y de energías renovables

ADRIAN TIMBUS, MARK BITTO – La variabilidad de la generación renovable complica las cosas a todos los operadores, de renovables y de centrales convencionales. Ambos deben ser flexibles en la respuesta a los cambios en las condiciones de carga provocados por esa variabilidad. Por ello, los modernos sistemas de control de centrales eléctricas deben estar preparados para gestionar más actividades y un mayor volumen de información que los tradicionales y para cumplir los más estrictos códigos nacionales de red. También deben asegurar la automatización total de la central con plataformas de sistema que mejoren la eficiencia, la productividad y la explotación. Además, usados como sistema de gestión remota, deben ser capaces de optimizar varias centrales.



La naturaleza fluctuante e intermitente de las centrales de energías renovables (como los parques eólicos o de placas solares) que exportan la energía a la red dificulta la rentabilización, la compatibilidad ambiental y la explotación mejor y más flexible de la planta. La variabilidad de los generadores de energías renovables también afecta a las centrales convencionales, que deben ser flexibles en su respuesta ante las cambiantes condiciones de carga causadas por esta variabilidad. La capacidad de responder de manera ágil y rentable a estos rápidos cambios de carga es fundamental para los generadores.

Por esa razón, los sistemas modernos de control de centrales eléctricas deben ser capaces de gestionar más variables y actividades y un mayor volumen de información más compleja que los tradicionales. Pero no por ello pueden dejar de cumplir los requisitos estrictos de los códigos de red nacionales. Cuando se

Imagen del título

La viabilidad de las complejas centrales eléctricas modernas depende de que dispongan de un sistema de control sofisticado y eficaz. Symphony Plus de ABB es la nueva generación de software de ABB para la automatización total de planta en los sectores de la electricidad y el agua. ¿Cómo ayuda a que los operadores gestionen las centrales con la mayor eficiencia y rentabilidad?

utilizan para la gestión remota, estos sistemas deben ser capaces de optimizar el funcionamiento y la producción de varias centrales eléctricas.

En otras palabras: la nueva generación de sistemas de control debe garantizar la automatización completa de la central

las diversas configuraciones de centrales eléctricas modernas.

Mientras que las centrales eléctricas tradicionales alimentadas con combustibles fósiles o de ciclo combinado tienen una arquitectura de bloque central, las centrales de energías renovables exigen que

el sistema de automatización coordine el control de cientos o miles de pequeñas unidades de control instaladas en aerogeneradores, seguidores solares, terminales remotos o sensores de tuberías dispersos en un área geográfica muy extensa.

Todas estas unidades

deben integrarse en una jerarquía operativa conjunta a fin de ofrecer mayor visibilidad y control de la totalidad de la central o la red.

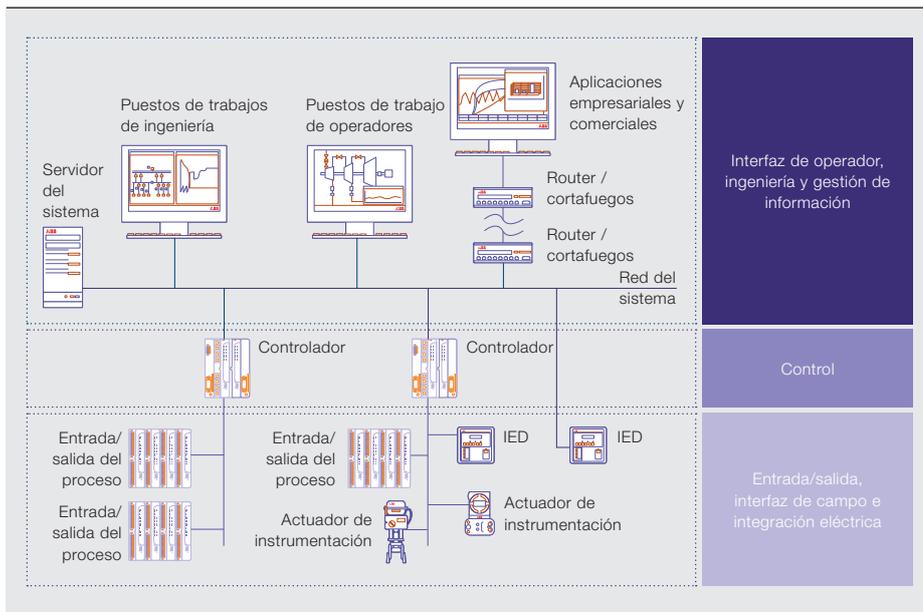
Los sistemas modernos de control de centrales eléctricas deben ser capaces de gestionar más variables y actividades y un mayor volumen de información más compleja que los tradicionales.

mediante una plataforma de sistema que aumente la eficiencia energética, mejore la productividad de la ingeniería y apoye un funcionamiento más eficaz, flexible y fiable combinado con una mejor estrategia de gestión energética y de mantenimiento. La supervisión remota en tiempo real de la información de los procesos es otra importante condición para lograr la estabilidad económica y operativa.

Requisitos de los sistemas de control modernos

Los sistemas de control actuales demandan una arquitectura flexible adaptable a

Los sistemas de control, como el sistema de automatización Symphony® Plus de ABB, adoptan un concepto de control de procesos orientado al futuro que comprende tecnologías, métodos y herramientas de alto rendimiento que integran sistemas autónomos y proporcionan una automatización total de la central con una mayor funcionalidad y fiabilidad. Para ello, los equipos deben ser pequeños, el



Cuando se utilizan a modo de sistema de gestión remoto, los modernos sistemas de control deben ser capaces de optimizar el funcionamiento y la producción de varias centrales eléctricas.

consumo de electricidad de los servicios sobre el terreno debe ser reducido y el funcionamiento debe ser eficaz en las condiciones más extremas y exigentes. También es esencial maximizar la disponibilidad, fiabilidad, redundancia, supervisión remota y comunicación.

Integrando los más recientes estándares de comunicación del sector en los modernos sistemas de control se logra disponer de más información que en las soluciones convencionales. La innovadora tecnología inteligente garantiza que la información se distribuya y entregue sin solución de continuidad en un contexto basado en roles a operadores de sala de control, técnicos de mantenimiento, técnicos de optimización de planta y gestores de planta en un entorno de sistema común. Dado que el sistema de control captura más datos y los transforma en información contextual con una interfaz hombre-máquina (HMI) de alto rendimiento, aumenta el conocimiento, agiliza la respuesta y, en última instancia, ayuda a tomar mejores decisiones.

Históricamente, los sistemas de procesos y los de automatización de subestaciones han permanecido separados y ha sido difícil ponerlos en comunicación. Entregar datos de los componentes eléctricos – sistemas de baja, media y alta tensión e instrumentación– a los sistemas de control de procesos es difícil y costoso, ya que cada sistema se comunica mediante protocolos distintos y un cableado para

lelo. Para alcanzar mayores niveles de disponibilidad, visibilidad para el operador y fiabilidad operativa, es esencial integrar los procesos y los sistemas de automatización de subestaciones.

Symphony Plus

Symphony Plus de ABB es la última generación de sistemas de control distribuido (DCS) de la familia Symphony, desarrollados para cumplir con los exclusivos y exigentes requisitos de los sectores de la generación eléctrica y el agua.

Symphony Plus permite acceder a los datos de manera fácil y flexible, lo que facilita la toma de decisiones de explotación. S+ Operations, la versátil HMI del sistema, muestra al usuario pantallas intuitivas con un resumen de los procesos diseñadas para evitar los problemas de navegación del sistema asociados con los sistemas de control autónomos. Con los gráficos de alto rendimiento, los operadores acceden directamente a pantallas fáciles de usar, representaciones claras de datos de tendencias, alarmas y supervisión de sucesos (según las directrices 191 de EEMUA), así como a los diversos informes que pueden utilizarse para optimizar el rendimiento del sistema.

La integración de los protocolos normalizados de comunicación del sector, como IEC 61850, IEC 60870-5/101/103/104, OPC y Modbus TCP, posibilita operaciones centralizadas y consolidadas. El uso de estos estándares ofrece acceso mejor

Las centrales de energías renovables exigen que el sistema de automatización coordine el control de cientos o miles de pequeñas unidades de control dispersas en un área geográfica muy extensa.

y más fiable a los datos de la central, con menos costes que con interfaces de usuario y conexiones cableadas. El entorno operativo conjunto y las alarmas y sucesos consolidados hacen que los operadores detecten mejor las situaciones irregulares y alcancen una mayor eficiencia global. Los informes a tiempo de degradación del rendimiento basada en el estado y predictiva optimizan los programas de mantenimiento para los ingenieros de servicio y evita paradas costosas.

El diseño y mantenimiento del sistema completo de automatización de la central se llevan a cabo en un entorno unificado de banco de pruebas de ingeniería. La herramienta S+ Engineering ejecuta de manera eficiente las funciones de ingeniería, configuración, administración, seguridad, puesta en servicio y mantenimiento de cualquier dispositivo: equipos de campo y eléctricos, control, E/S, puesto de trabajo de operador e interfaces de comunicación. Esta herramienta presenta un entorno de ingeniería multiusuario y distribuido que separa las actividades de ingeniería de las de explotación y ofrece un acceso basado en la función del usuario. Esto es posible gracias a interfaces de usuario simplificadas y flujos de trabajo que funcionan con una base de datos común. Un único punto de entrada de datos de configuración ofrece control de versiones, documentación y copia de seguridad según las normas locales.

Symphony Plus es compatible con todas las generaciones anteriores de la familia Symphony, lo que permite llevar a cabo sin problemas actualizaciones del DCS y trabajos de renovación. Esto maximiza el tiempo de disponibilidad de producción y garantiza que el proyecto se complete de la manera más rentable posible, al mismo tiempo que se preservan las inversiones realizadas en los activos del sistema instalados.

Serie SD

La serie Symphony Plus SD se ha desarrollado específicamente para satisfacer los criterios de mejora del rendimiento y para cumplir los requisitos de las aplicaciones de procesos distribuidas geográficamente.

La serie SD hace uso de un conjunto de controladores de procesos escalables y de alto rendimiento que son compatibles con todos los requisitos de control de una

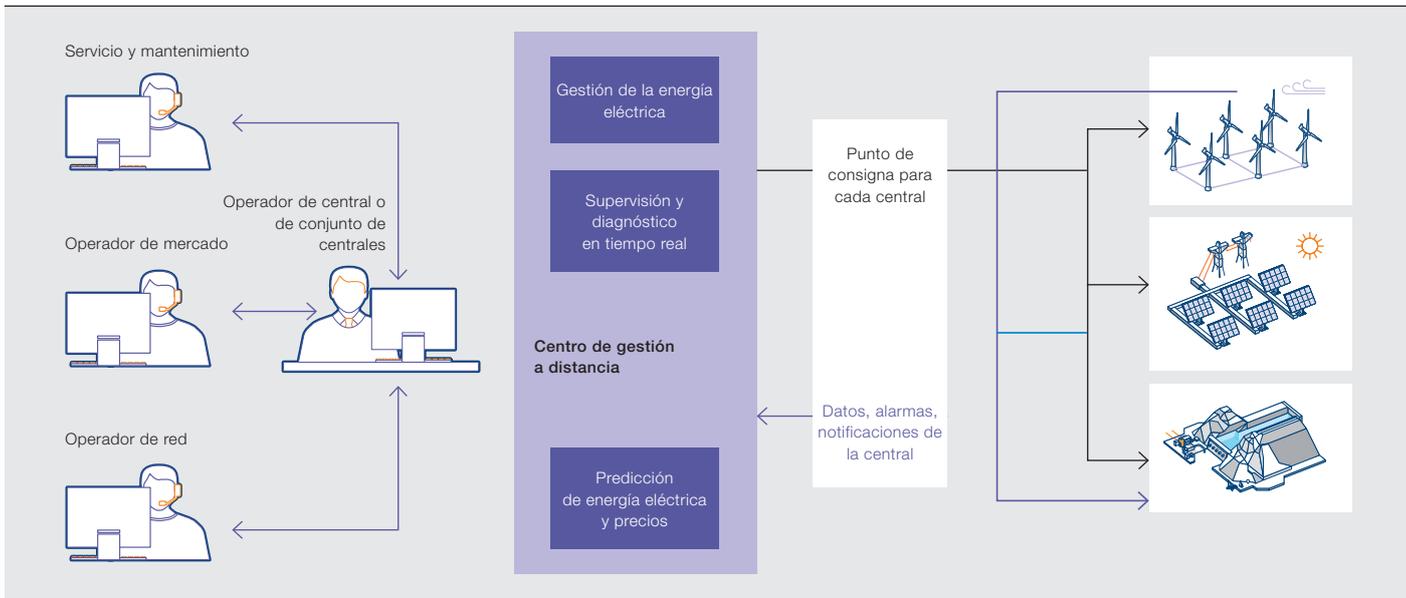
central, desde controladores discretos, continuos o por lotes hasta aplicaciones de control avanzadas → 1. La serie SD, que cuenta con una extensa gama de opciones de E/S, ofrece potentes y versátiles soluciones de automatización para aplicaciones de central de todo tipo y tamaño. El entorno común de controlador ejecuta aplicaciones de control de procesos que hacen un uso intensivo de los datos y los programas. Hay opciones redundantes en todos los niveles de control, E/S y comunicación para maximizar la flexibilidad y disponibilidad.

Utilizando la extensa variedad de algoritmos contrastados de código de función estándar de ABB y las herramientas de diseño gráfico de S+ Engineering para elaborar estrategias de control, S+ Operations y otras aplicaciones se comunican con el control y la E/S de la serie SD a través de una red flexible de alta velocidad, alto rendimiento y alta seguridad. Esto permite la integración de dispositivos de campo, sistemas de procesos y eléctricos y sistemas comerciales de una manera sencilla, escalable, segura y sostenible → 2.

Los controladores de la serie SD integran dispositivos de campo inteligentes, como transmisores, actuadores, centros de control de motores y dispositivos electrónicos inteligentes (IED). El uso de los protocolos estándar IEC 61850, IEC 60870-5-104, Modbus TCP, PROFIBUS DP y HART reduce el cableado y la huella del sistema y, por consiguiente, los costes de instalación.

Los productos de la serie SD presentan un diseño modular de alta densidad y una arquitectura optimizada que reduce los requisitos de hardware de control y E/S y el tamaño del armario y, por tanto, los gastos de diseño, instalación y explotación. Con un margen de temperaturas de -20 °C a +70 °C y un recubrimiento G3, estos productos también están diseñados para resistir las condiciones ambientales extremas propias de las aplicaciones de E/S remotas habituales en el campo de las energías renovables.

Un nivel de eficiencia significativamente mayor implica menor consumo de electricidad (los productos de la serie SD utilizan un 50% menos de electricidad que los típicos productos DCS y que otros de E/S), menor disipación de calor y eliminación de equipos de refrigeración, como



ventiladores, persianas, filtros de aire y purgadores. Esto ahorra componentes que pueden perjudicar la fiabilidad y la productividad, además de reducir el tamaño de los equipos y disminuir los costes de instalación.

Beneficios de la integración eléctrica

Con los modernos sistemas de automatización, como Symphony Plus, que integran plenamente los más recientes estándares de comunicación del sector, las centrales eléctricas optimizan su funcionamiento gracias a:

- el uso de un único sistema de control y automatización para toda la instalación;
- el diseño de equipos más pequeños y menos complejos;
- los períodos más cortos de diseño, instalación y puesta en servicio;
- la simplificación de los repuestos y las correspondientes actividades de mantenimiento;
- los menores requisitos de formación;
- el proyecto con menor riesgo si se trabaja con equipos de proyecto integrados;
- los costes del ciclo de vida optimizados propios de un sistema preparado para el futuro;
- los menores costes energéticos derivados de la gestión eficaz de la energía optimizando la compra y generación de electricidad.

Optimización de la producción de una central

La optimización del sistema de control se ha revelado como la principal solución

para la optimización de la producción de centrales eléctricas convencionales y de renovables. Alcanzar la automatización completa de las centrales eléctricas con una única plataforma de control y E/S se ha convertido en uno de los principales focos de interés para mejorar el rendimiento de los activos.

Si la automatización de centrales eléctricas ofrece una plataforma operativa conjunta para el control de sistemas de procesos y eléctricos, aumenta la productividad y se maximizan los tiempos de disponibilidad del sistema. La información de explotación puede guardarse en una base de datos común, donde estará disponible para todos los usuarios y responsables de la planta siempre que la necesiten.

Por tanto, la producción completa de la central eléctrica está cubierta por un sistema de control de procesos optimizado.

Supervisión remota y centrales eléctricas virtuales

Las capacidades de supervisión remota de los modernos sistemas de automatización ofrecen a los operadores de centrales individuales y a los responsables de la gestión de grupos de centrales un nivel elevado de visibilidad operativa, con herramientas de toma de decisiones dinámicas que ayudan a optimizar la disponibilidad de la central, a detectar cualquier anomalía y a garantizar la eficiencia energética. Los regímenes de funcionamiento y mantenimiento mejorados bene-

fician al operador, y la consiguiente reducción en los gastos de explotación aumenta la rentabilidad comercial.

Con un número cada vez mayor de pequeños productores de energía solar y eólica exportando a la red de distribución eléctrica, la necesidad de crear centrales de energía virtuales (VPP) y redes inteligentes es cada vez más apremiante. La supervisión remota centralizada de VPP permite acumular y agregar la producción de centrales eléctricas muy aisladas. Esto permite a los operadores de VPP participar en el mercado de compra de energía y obtener mejores precios y optimizar el equilibrio de cargas y la producción y el consumo eléctricos de la central eléctrica → 3.

En definitiva, la solución de automatización Symphony Plus de ABB garantiza la optimización de las operaciones de VPP.

El artículo "Realidad virtual" de la página 24 de esta edición de ABB Review ofrece una descripción más detallada de las VPP.

Adrian Timbus

ABB Power Systems, Power Generation
Zúrich, Suiza
adrian.timbus@ch.abb.com

Mark Bitto

ABB Power Systems, Power Generation
Wickliffe, Ohio, Estados Unidos
mark.bitto@us.abb.com

Vientos cambiantes

Nuevas tecnologías para el control de turbinas y parques eólicos

ADRIAN TIMBUS – A lo largo de los tiempos, uno de los principales anhelos del ser humano ha sido aprovechar la fuerza del viento. Pero capturar esta energía pura y transformarla en otro tipo de energía siempre ha sido un empeño difícil. En nuestros días, el ejemplo más claro son las turbinas eólicas y el aprovechamiento de la fuerza del viento para generar electricidad. La optimización eficaz de los parques eólicos y de las turbinas eólicas aisladas requiere de tecnologías de control innovadoras y de vanguardia. Symphony Plus for Wind, el sistema de automatización de ABB, revaloriza la energía del viento gracias a la mejora de las funciones de supervisión y control.

Imagen del título

La generación eólica precisa de tecnologías de control avanzadas para reducir el coste normalizado de la energía (LCOE).





La configuración de Symphony Plus for Wind incluye la función de control que permite cumplir el código de red gracias al uso de bibliotecas de control a medida e incorporadas a un controlador de alto rendimiento.

El sector eléctrico se aleja de los mercados subvencionados basados en tarifas reguladas y avanza hacia la participación en el mercado energético mayorista con contratos de compra de electricidad a largo plazo. Todo ello obliga a las tecnologías actuales a mejorar la generación de energía eólica en el competitivo mercado de las energías renovables.

Para lograr este objetivo, se necesitan nuevas tecnologías que faciliten la optimización de la integración en la red eléctrica. Para ello, el rendimiento y la fiabilidad de las turbinas eólicas debe aumentar, y los costes de generación han de reducirse. Asimismo, debe mejorar la previsión y la gestión de la producción de electricidad a lo largo del ciclo de vida del parque eólico.

Para alcanzar los niveles de mejora deseados, es esencial conocer las extremas condiciones ambientales que soportan las turbinas eólicas y las abrumadoras exigencias que deben satisfacer los operadores de parques eólicos.

Deben desarrollarse sistemas de control modernos y nuevos sensores para cubrir los exigentes requisitos de los propietarios de parques eólicos. El control de la automatización debe contar con una

interfaz hombre-máquina (HMI) intuitiva que permita acceder a tiempo a los parámetros de explotación y a los datos de producción que se utilizan para garantizar la optimización de los parques eólicos.

Exigencias del mercado

Con la abultada experiencia acumulada gracias al buen funcionamiento de las centrales eléctricas convencionales, los sistemas de control de automatización de ABB pueden adaptarse para optimizar la producción de los parques eólicos. Por otra parte, hay que superar los retos vinculados a la flexibilidad y seguridad del suministro. Asegurando la calidad de la electricidad con sistemas de control adecuados, la producción eléctrica podrá preverse y planificarse con exactitud para adaptar la producción a la demanda del sistema.

Códigos de red

Las empresas de generación están obligadas a cumplir los exigentes requisitos de los códigos de red de los respectivos países. Estos códigos detallan las condiciones y los procesos técnicos necesarios para que un productor cumpla todos los aspectos de la planificación, la conexión y el funcionamiento.

El requisito fundamental de los códigos de red es que las centrales eólicas se comporten de manera parecida a las centrales convencionales y proporcionen las funciones de soporte de red necesarias.

Los modernos sistemas de control y las nuevas tecnologías deben hacer frente a los retos de la integración en la red y a las distintas variables de los parámetros operativos necesarios para

La información puede distribuirse sin problemas a los operadores de control, ingenieros de mantenimiento e ingenieros de planta a través de un único sistema de gestión con base de datos.

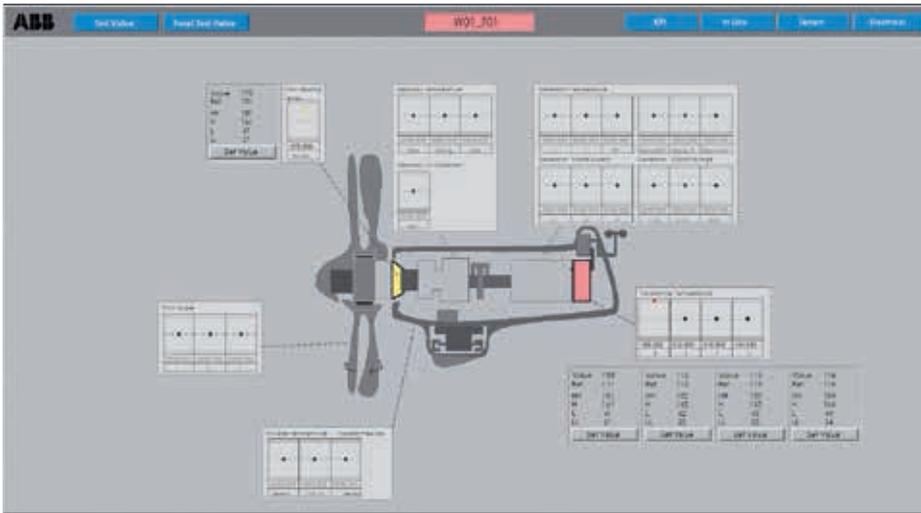
cumplir los códigos de red en todo el mundo.

Más allá de los códigos de red

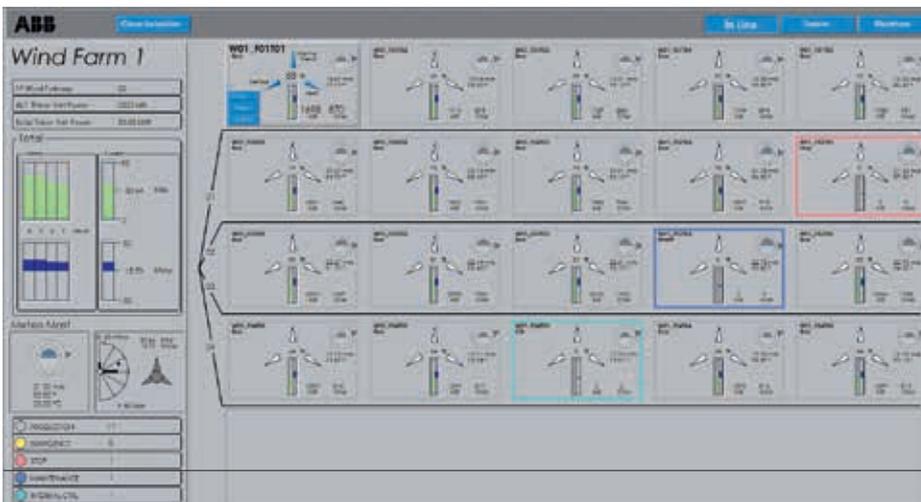
La configuración de Symphony Plus for Wind, el sistema de automatización de ABB para el sector eólico, incluye la función de control necesaria para cumplir el código de red con bibliotecas de control a la medida incorporadas a un controlador de alto rendimiento.

Esta tecnología puntera ofrece contención de frecuencia mediante modulación

1 Interfaz hombre-máquina (HMI) de Symphony Plus para el sector eólico: sencilla y ergonómica, pero avanzada.



1a Vista ergonómica de la información de la góndola de la turbina eólica en relación con el punto operativo normal y los brazos superior e inferior.



1b Pantalla resumen del parque eólico, que ilustra la producción total de electricidad y el estado y los valores de producción de cada turbina.

Con protocolos estándar, como IEC 61850, Modbus TCP e IEC 104, se puede reducir el número de sistemas de control de una central y las complejidades relacionadas con el diseño, instalación y puesta en marcha de cada uno de los sistemas de control.

de la potencia activa y control de la tensión en equilibrio mediante modificación de la potencia reactiva.

Al considerar el parque eólico como una central eléctrica integrada, también se incluye en el sistema la influencia de la subestación.

El sistema de control optimizado tiene en cuenta la capacidad de cada turbina para producir potencia reactiva; comprueba el nivel de potencia reactiva en el nivel de subestación; se conecta con el cambiador de tomas de los transformadores principales para ayudar a regular la tensión dentro del parque eólico; tiene en cuenta los niveles de tensión dentro de la red colectora del parque eólico; y controla los recursos de potencia reactiva para minimizar las pér-

didias en la red colectora y mantener los niveles de tensión dentro de las restricciones.

La gestión de la tensión y la potencia reactiva dentro del parque eólico aminora el riesgo de desconexión y las pérdidas de las redes colectoras.

Sistemas de automatización únicos

El sistema de automatización Symphony Plus for Wind se ha desarrollado en exclusiva para integrar la generación en turbinas eólicas y la infraestructura eléctrica (subestaciones, baterías de condensadores, STATCOM, etc.) en un único sistema de supervisión y control para la central eléctrica. La integración de los procesos de la central eléctrica y los sistemas de automatización de subestación posibilitan mayores niveles de dispo-

nibilidad, visibilidad para el operador y fiabilidad operativa.

Con protocolos estándar, como IEC 61850, Modbus TCP e IEC 104, se puede reducir el número de sistemas de control de una central y las complejidades relacionadas con el diseño, instalación y puesta en marcha de cada uno de los sistemas de control. La información puede distribuirse sin mayores problemas a los operadores de la sala de control, ingenieros de mantenimiento e ingenieros de planta a través de un único sistema de gestión con base de datos.

La integración de todos los activos en un único sistema de control es esencial para la optimización de la producción de centrales eólicas.

La integración de todos los activos en un único sistema de control es esencial para la optimización de la producción de centrales eólicas.

2 Tecnología SpiDAR para mediciones y previsiones del viento y evaluaciones del sitio.



Optimización de la producción de una central

Normalmente, las centrales eólicas tienen más capacidad de respuesta que las convencionales. Pero hay serias dificultades relacionadas con la variable más importante: la disponibilidad de energía eólica y su influencia en la producción de la central.

La supervisión continua de la salida de cada una de las turbinas eólicas y de la salida acumulada del parque (que exige la recopilación de enormes cantidades de datos operativos, como la velocidad y dirección del viento o la velocidad del rotor y la interpretación de estos datos a la luz de datos de producción como la potencia activa o reactiva) permite adoptar decisiones para que cada turbina y el parque en su conjunto trabajen de manera eficaz y a pleno rendimiento, modulando la salida de las turbinas para satisfacer las cargas necesarias → 1.

La eliminación de los efectos de estela en los parques eólicos es una forma viable y eficaz de aumentar los ingresos de las turbinas, pues suponen un pequeño porcentaje de la potencia, dependiendo de la disposición del parque en comparación con condiciones de

viento sin efectos de estela ni perturbaciones. Optimizar la interacción aerodinámica entre turbinas también es clave para que la energía eólica pueda lograr una ventaja competitiva en el mercado de las energías renovables.

Para maximizar la producción eléctrica de los parques eólicos optimizando los efectos de estela, Symphony Plus for Wind modela la interacción aerodinámica entre turbinas y calcula el efecto de estela en la producción eléctrica. Después,

Symphony Plus for Wind optimiza la producción de las turbinas y parques eólicos integrándose con nuevos sensores, como SpiDAR e iSpin.

usando un potente motor de optimización en línea, optimiza la potencia activa de cada turbina para que la producción de la central sea la máxima posible y se combine con el control de la potencia reactiva a fin de minimizar las pérdidas globales en la red colectora.

Nuevos sensores

ABB ha realizado inversiones estratégicas en dos empresas –Pentalum Technologies y ROMO Wind– cuyos productos se



Symphony Plus for Wind se ha desarrollado con una arquitectura jerárquica para los equipos de nivel de central y los sistemas centrales remotos con la contrastada tecnología S+ Operations.

han diseñado para mejorar el rendimiento y el funcionamiento de las turbinas eólicas mediante la medición precisa de las condiciones del viento. Esto permite a ABB disfrutar de una posición envidiable para ofrecer la última tecnología en sistemas de control de viento. Integrando las tecnologías de Pentalum y ROMO Wind con Symphony Plus for Wind se abren nuevas posibilidades para la próxima generación de control de turbinas y parques eólicos.

La innovadora tecnología de Pentalum LIDAR (detección y amplitud lumínica) detecta el vector de viento a distancia por delante de la turbina y optimiza la alineación

de ésta con el flujo de aire. Conocida como SpiDAR, esta tecnología también se utiliza para hacer previsiones del viento y evaluaciones del sitio. Su diseño aumenta significativamente la eficacia del parque eólico a un precio más reducido por sitio que con otras tecnologías basadas en veletas, que detectan el flujo de aire desde detrás de la turbina y son menos eficientes.

Los protocolos de comunicación normalizados permiten conectar entre sí varias centrales eléctricas y que los activos relevantes se comunican con los otros sistemas y se convierten en un único sistema de gestión centralizada alejado de las centrales eléctricas.

En definitiva, Symphony Plus for Wind ofrece una eficaz plataforma de sistema que aumenta la eficiencia energética, mejora la productividad del diseño y, además, permite un funcionamiento de la central más flexible y fiable con una estrategia de mantenimiento global.

SpiDAR también detecta los efectos de estela y el efecto combinado de turbulencia. Con la integración de Symphony Plus for Wind, el operador recibe a tiempo la información relevante y necesaria para reaccionar de manera adecuada a las cambiantes condiciones meteorológicas, que pueden afectar gravemente el funcionamiento de la central eólica → 2.

La tecnología iSpin de ROMO Wind realiza mediciones precisas de las variables del viento, como la velocidad, la dirección y la turbulencia → 3.

La combinación de iSpin y Symphony Plus for Wind permite el análisis en línea del rendimiento histórico de cada turbina del parque para que el propietario puedan poner en marcha programas de mejora de la eficiencia y aumentar la rentabilidad. Se puede calcular y supervisar el desalineamiento de la guiñada, la eficiencia del rotor, la eficacia del buscador del punto de conversión óptima de energía y las curvas de potencia para detectar cualquier posible rendimiento deficiente de las turbinas eólicas. Aplicaciones de software especiales utilizan iSpin y los datos de las turbinas para definir y comunicar indicadores clave de rendimiento del siguiente nivel con el objetivo claro de maximizar el rendimiento de las turbinas.

Sistemas de control modernos

Symphony Plus for Wind optimiza la producción de las turbinas y parques eólicos integrándose con nuevos sensores, como SpiDAR e iSpin.

Mediante aplicaciones especiales y supervisión en tiempo real, los parámetros medidos por los sensores sobre el terreno se utilizan para prever y optimizar la producción eléctrica de las turbinas y para determinar los mejores precios de la energía. Los datos sobre el terreno también se usan para ofrecer diagnósticos y pronósticos del funcionamiento de las turbinas y alertar a los operadores y al personal de mantenimiento de cualquier posible fallo de los equipos.

Symphony Plus for Wind se ha desarrollado con una arquitectura jerárquica para los equipos de nivel de central y los sistemas centrales remotos con la contrastada tecnología S+ Operations. Este software puede utilizarse como una función integral de gestión eléctrica, lo que convierte las centrales de energías renovables en una fuente fiable de generación.

Adrian Timbus

ABB Power Systems, Power Generation
Zúrich, Suiza
adrian.timbus@ch.abb.com

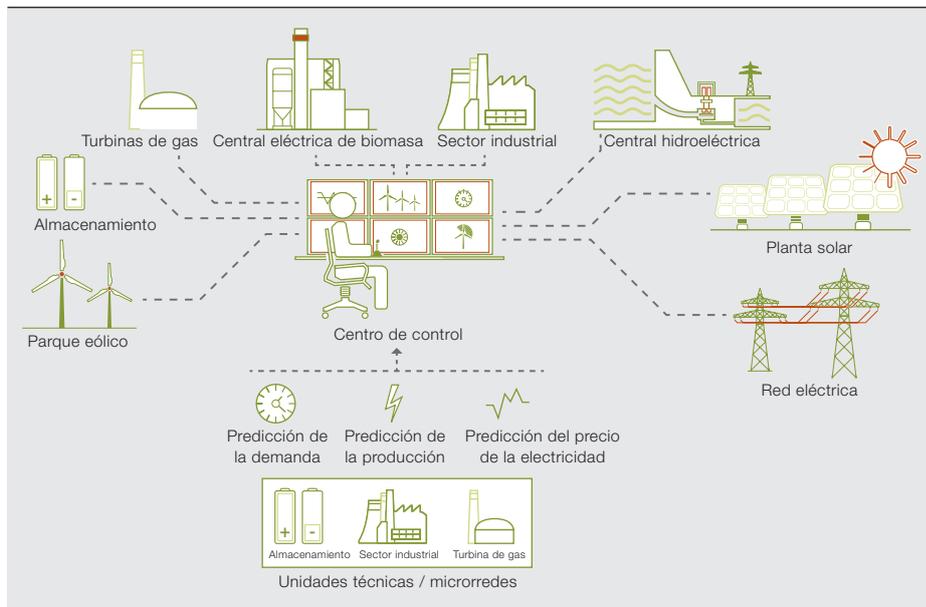


Realidad virtual

El sistema de control y optimización centralizado de ABB hace rentables las centrales virtuales

SLEMAN SALIBA – Una central eléctrica virtual (VPP) está formada por un conjunto de unidades de generación, dispositivos de almacenamiento de electricidad y unidades flexibles de consumo de electricidad regulados por un sistema de control central. Una VPP permite que unidades de generación de tamaño pequeño a medio participen en el mercado eléctrico y presten servicios tales como el equi-

bro eléctrico. Esto permite multiplicar la penetración y los ingresos de renovables. El sistema de control centralizado y optimización de VPP de ABB no solo permite controlar la VPP en tiempo real, sino también que este control se produzca con el coste óptimo y de acuerdo con las necesidades concretas de cada central.



Los activos de generación de las VPP abarcan la práctica totalidad de la gama de tecnologías de producción eléctrica: biogás, biomasa, combinada de calor y electricidad (CHP), microCHP, eólica, solar, hidroeléctrica, electricidad para calor, diésel y combustibles fósiles. Típicamente, las VPP acumulan la producción de cientos de centrales renovables pequeñas y medianas para constituir una gran VPP con el tamaño y la flexibilidad suficientes para participar en el mercado de la electricidad, sobre todo en los servicios de red auxiliares más lucrativos.

Además, una VPP puede utilizar muchos tipos diferentes de sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, calor, aire comprimido o bombeo. Por último, determinados consumidores también pueden formar parte de la topología de una VPP, por ejemplo, si modifican sus procesos para ajustarse a la economía de electricidad imperante o si desplazan la carga de producción → 1.

En términos generales, los objetivos de una VPP son tres: obtener mejores precios por la energía producida en el mer-

Típicamente, las VPP acumulan la producción de cientos de centrales renovables pequeñas y medianas para constituir una gran VPP con el tamaño y la flexibilidad suficientes para participar en el mercado de la electricidad.

cado puntual y de derivados; participar en el mercado de equilibrio de la electricidad; y optimizar la producción y el consumo internos.

Mercados

Uno de los principales retos de la gestión de una VPP es asignar la electricidad disponible a los distintos mercados de energía para maximizar la rentabilidad.

El primer paso para lograr este objetivo es determinar la capacidad eléctrica de la VPP, la previsión de producción de renovables, la demanda de carga pre-

vista y las obligaciones a largo plazo. Posteriormente, estos datos se introducen en un sistema de optimización del mercado que distribuye la capacidad de generación de la VPP entre los diferentes mercados de energía.

La electricidad se vende en tres mercados diferentes: el mercado de equilibrio, el mercado puntual y el mercado de derivados. También hay operaciones directas (OTC) que se materializan en operaciones comerciales bilaterales. Aquí analizaremos las oportunidades que surgen para las VPP en el mercado eléctrico liberalizado tomando como referencia el mercado alemán y el Mercado Europeo de Intercambio de Energía. Pero los conceptos se aplican a la mayoría de las redes eléctricas y de los mercados energéticos internacionales.

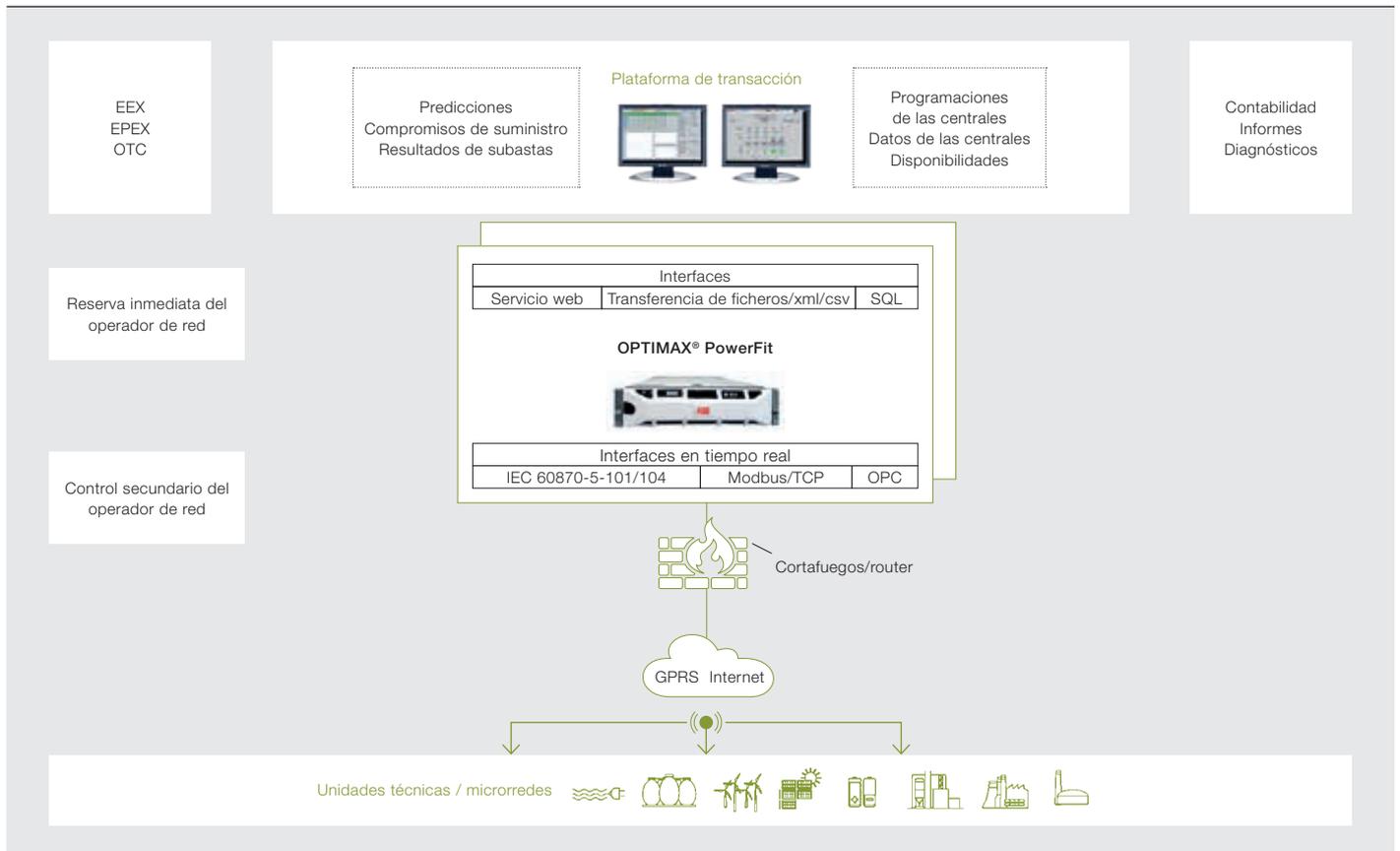
El mercado de equilibrio de la electricidad

La condición previa para que la red eléctrica sea estable es que la generación y el consumo estén equilibrados. En el momento en que surge un desequilibrio, se inyecta la denominada electricidad de equilibrio. El objetivo de la electricidad de equilibrio es garantizar que la frecuencia permanezca a 50 Hz dentro de una determinada tolerancia y compensar las diferencias regionales de generación y consumo de electricidad.

Para alcanzar este objetivo hay tres tipos de electricidad de equilibrio que interactúan dinámicamente: primaria, secundaria y reserva en minutos.

Imagen del título

¿Cómo integran las centrales eléctricas virtuales la electricidad de renovables y distribuida?



En términos generales, los objetivos de una VPP son tres: obtener mejores precios por la energía producida en el mercado puntual y de derivados; participar en el mercado de equilibrio de la electricidad; y optimizar la producción y el consumo internos.

La electricidad de equilibrio se obtiene de proveedores de servicios de red auxiliares que responden a ofertas propuestas por los gestores del sistema de transporte (TSO). Antes de que el operador de VPP pueda presentar su oferta en este mercado de equilibrio de la electricidad, cada una de sus unidades de generación debe haber superado una preselección por parte de los TSO.

Tradicionalmente, las centrales eléctricas convencionales han sido las únicas fuentes de energía de equilibrio. Pero ahora una VPP puede interconectar varias unidades de generación pequeñas para alcanzar el tamaño mínimo para poder ofertar en el mercado de equilibrio de la electricidad. Normalmente, los operadores de VPP ofrecen cierta cantidad de electricidad de equilibrio y los agentes del mercado colocan estas ofertas en el mercado eléctrico.

El mercado puntual europeo

El mercado puntual europeo (EPEX) ofrece dos oportunidades para el comercio de energía a corto plazo: el mercado diario y el mercado intradía. En el primero, la electricidad se comercia para su distribución el día siguiente en bloques

horarios o bloques de horas. La subasta diaria se celebra a mediodía, siete días a la semana, durante todo el año, festivos incluidos. En el segundo mercado, la electricidad se vende para su distribución el mismo día o al día siguiente, en horas sueltas, períodos de 15 minutos o bloques de horas.

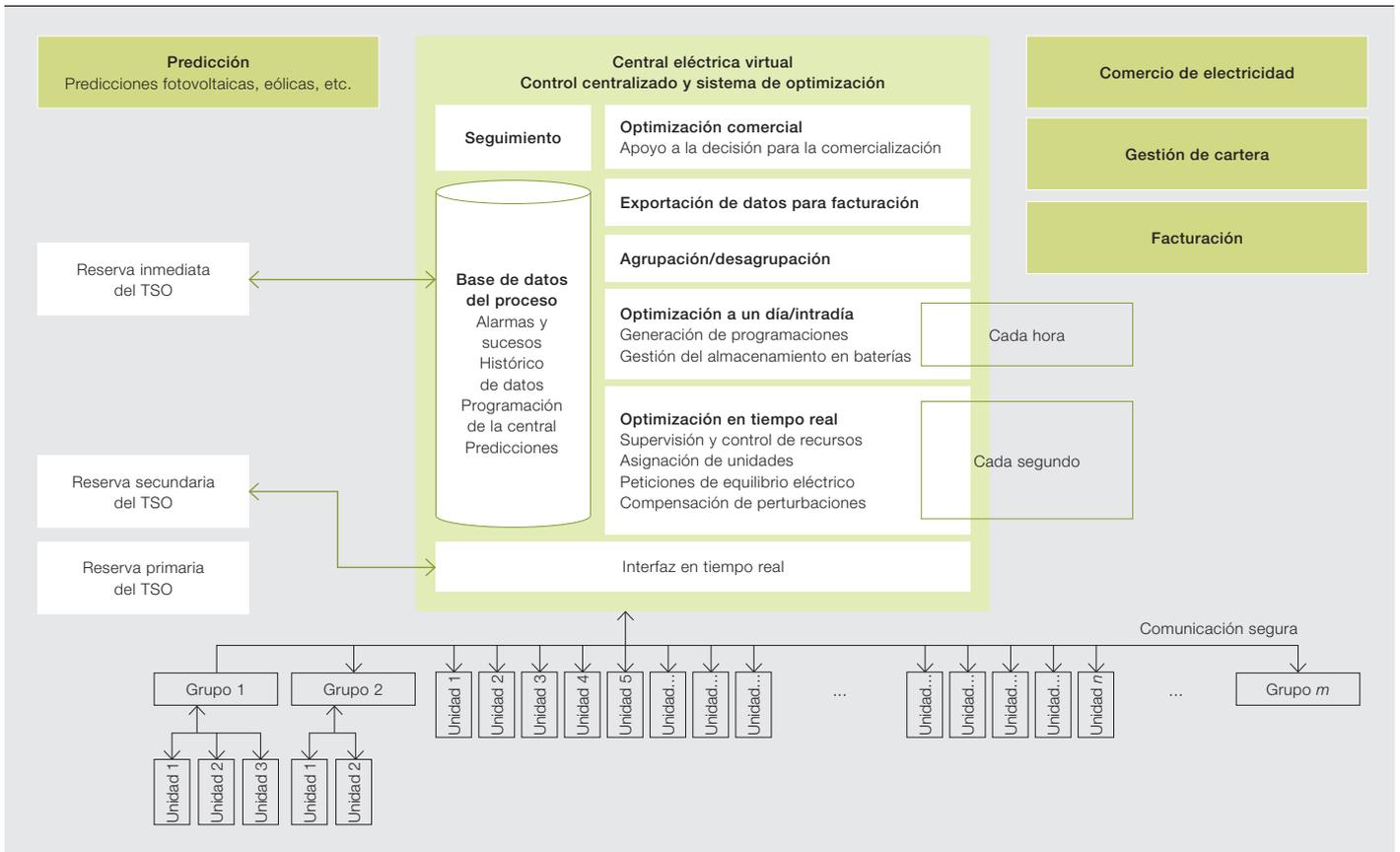
Mercado de derivados de electricidad

El tercer mercado es el de derivados de electricidad del Mercado Europeo de Intercambio de Energía (EEX). En este caso, el agente puede hacer contratos de futuros y opciones de futuros.

El mercado de derivados con frecuencia se utiliza para protegerse de las fluctuaciones de precios que se producen en el mercado puntual.

Funcionamiento óptimo de las VPP

Como se deduce del análisis anterior, el operador de una VPP no solo debe tener una buena visión de sus activos de generación y capacidad para controlarlos, sino que además debe disponer de un medio para gestionar de manera rentable la faceta comercial de la empresa → 1. El sistema de control centralizado y optimización de ABB es el fundamento sobre el



que se asienta una VPP para alcanzar estos dos objetivos. Este sistema interconecta los activos descentralizados y optimiza el funcionamiento, la planificación y los aspectos comerciales → 2.

El sistema de control debe tener una alta disponibilidad para cumplir los estrictos requisitos del suministro de servicios de red, y todos los resultados de optimización operativa deben estar disponibles en tiempo real.

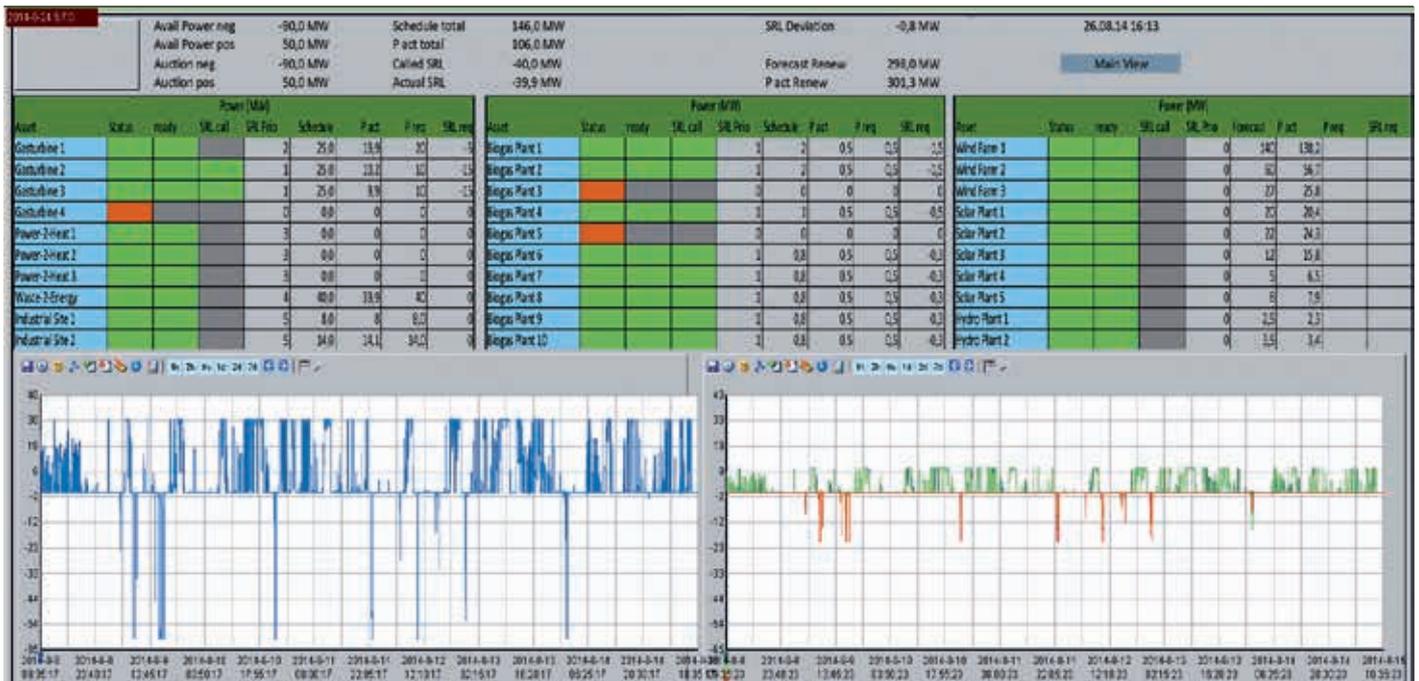
Los operadores de VPP frecuentemente se enfrentan al reto de gestionar una base instalada que crece rápidamente. Por ello, es esencial que el sistema de control centralizado y optimización tenga un alto grado de escalabilidad. Así, podrá aumentar de tamaño en poco tiempo desde unas pocas unidades hasta miles de ellas. En una de las instalaciones de ABB, la base instalada del cliente creció de 20 a más de 2800 unidades en menos de tres años. Dado que las incorporaciones de hardware y software eran intercambiables en caliente, ABB pudo agregar todas las unidades sin interrumpir su funcionamiento.

Las conexiones con los activos descentralizados son inalámbricas. Por lo tanto, es fundamental cumplir con las normas de ciberseguridad más estrictas para transmitir puntos de consigna y peticiones de liberación de electricidad de equilibrio. Esto se consigue equipando los activos (o los grupos de activos locales) con unidades terminales remotas que emplean túneles VPN para transmitir señales a través de conexiones de GSM privadas o de internet cifradas → 2.

A la optimización de la faceta comercial del sistema de control se incorporan las previsiones de los requisitos de generación renovable, las obligaciones a largo plazo acordadas, la demanda de carga y las capacidades disponibles de los activos. Así, el operador de VPP disfruta de una visión de conjunto de las capacidades disponibles y de los costes marginales. Basándose en esta información, se proponen las estrategias de oferta óptimas para los diferentes mercados de electricidad al departamento comercial, que este envía a los mercados eléctricos. Las ofertas aceptadas, es decir, los suministros de electricidad y los compromisos de servicio de red, se devuelven al sistema de control y optimización, el cual genera las

El sistema de control centralizado y optimización de ABB proporciona al operador una buena visión de conjunto y el control de sus activos de generación, además de poner a su disposición un medio de gestionar la faceta comercial de la empresa de una manera rentable.

4 Las peticiones de electricidad de equilibrio se distribuyen entre las unidades disponibles. Peticiones de electricidad de equilibrio (abajo a la izquierda); peticiones aceptadas en verde y negativas en rojo (abajo a la derecha).



Las conexiones con los activos descentralizados son inalámbricas. Por lo tanto, es fundamental cumplir las normas de ciberseguridad más estrictas.

planificaciones necesarias para las unidades de producción de energía, tomando en consideración las restricciones y perturbaciones aplicables → 3.

Además, las peticiones de electricidad de equilibrio instantáneas también se incorporan a cada una de las planificaciones para proporcionar los puntos de consigna óptimos en todas las unidades afectadas → 4.

Las interfaces abiertas normalizadas suministradas por ABB facilitan al operador de VPP la tarea de integrar el sistema de control en el panorama de TI y de automatizar la información y el flujo de señales desde el nivel de campo hasta el nivel de gestión de energía → 2.

El sistema de ABB utiliza un programa de optimización matemática para distribuir los puntos de consigna óptimos en tiempo real. Las características de la central eléctrica, como el límite de potencia, las perturbaciones o las desviaciones con respecto a la planificación, se miden en línea y se incorporan directamente al control de activos. De esta forma, el programa de optimización garantiza que la VPP funciona en todo momento con la mejor configuración posible.

Con su gama de soluciones, ABB cubre todos los aspectos y requisitos para asegurar un funcionamiento óptimo de las

VPP. En particular, el sistema de control centralizado y optimización se ejecuta de manera redundante en servidores ubicados en centros de datos geográficamente dispersos. Así, la alta disponibilidad, que es una de las características fundamentales de un sistema de control que se ejecute en un entorno tan crítico, está garantizada gracias a ABB.

Dado que se están incorporando cada vez más fuentes de energía renovables, el papel de las VPP en la generación de electricidad sostenible es cada vez más importante. La creciente complejidad de la generación eléctrica de manera óptima, ajustada a la demanda y comercializarla de la forma más rentable posible hace que el sistema de control centralizado y optimización de ABB siga siendo vital para el operador de VPP.

Sleman Saliba

ABB Power Systems, Power Generation
Mannheim, Alemania
sleman.saliba@de.abb.com



Mejora potencial

Tecnologías de transporte para apoyar la integración de las energías renovables

ROLF GRUNBAUM, SIMON VOGELSANGER, ANDERS GUSTAFSSON, JANISSA AREVALO – En los últimos años las redes de transporte de electricidad de alta tensión se han visto expuestas a exigencias sin precedentes. Se deben en buena parte a la desregulación, el rápido aumento de las transferencias de electricidad entre empresas y la oposición a la construcción de nuevos sistemas de transporte por razones ambientales y económicas. A esto se añade la dificultad de controlar el flujo de electricidad y mantener la estabilidad, especialmente cuando se integran en la red cantidades muy grandes de renovables (ER) de parques eólicos marinos, por ejemplo. Los periodos de vientos fuertes o radiación solar elevada y cargas bajas agravan los problemas. Esto se puede resolver con productos de ABB como FACTS (sistemas de transporte flexible de corriente alterna) y tecnologías HVDC (corriente continua de alta tensión), que permiten transportar más corriente de forma estable, flexible y controlable.



En teoría, las limitaciones de la capacidad de transporte de electricidad o del control del flujo pueden evitarse añadiendo nuevas instalaciones de transporte o generación. Los dispositivos FACTS de ABB cumplen los mismos objetivos sin necesidad de añadir más instalaciones, y la tecnología HVDC es el complemento perfecto para resolver las tareas de transporte más exigentes.

La solución FACTS se justifica cuando se requiere una respuesta rápida, variaciones frecuentes de producción o una producción fácilmente ajustable. Los dispositivos principales de la familia FACTS son:

- El compensador estático de var (SVC)
- Condensadores en serie (SC)
- Los dispositivos SVC Light® y PCS 6000 de STATCOM (compensador estático)

El compensador estático de var

Un SVC regula rápidamente la tensión de la línea y la lleva al punto de consigna necesario. Tras un incidente como un

cortocircuito de la red, o la desconexión de la línea o el generador, el SVC suministrará potencia reactiva dinámica de respuesta rápida. Además, un SVC también aumenta la capacidad de transporte, reduce pérdidas, mitiga oscilaciones de electricidad activa y evita sobretensiones con pérdidas de carga. La capacidades de var rápida de un SVC lo hacen idóneo para:

- Controlar la tensión dinámica y en equilibrio para incrementar la capacidad de transporte y reducir las variaciones de tensión.
- Mejorar la estabilidad síncrona para incrementar la estabilidad angular y mejorar la amortiguación de las oscilaciones.
- Mejorar la calidad de la electricidad en redes que transportan cargas industriales muy pesadas.

ABB instaló recientemente dos SVC, cada una con una potencia nominal de ± 250 MVar, en la red de transporte noruega de 420/300 kV. Las SVC se instalaron en las subestaciones de Viklandet y Tunnsjodal para aumentar la capacidad de importación de electricidad en la región hasta los 400 MW.

Condensadores en serie

La compensación en serie de circuitos de transporte con condensadores tiene varias ventajas:

- Aumento del transporte de electricidad activa sin comprometer la estabilidad angular o de tensión.
- Aumento de la estabilidad angular y de tensión para un nivel determinado de transporte.
- Reducción de las pérdidas de transporte en muchos casos.
- Reducción del número de líneas de transporte necesarias.

La compensación en serie requiere control, protección y supervisión para trabajar como una parte integral de un sistema eléctrico. Además, como el condensador en serie trabaja a la misma tensión que el resto del sistema, debe estar totalmente aislado del potencial de tierra.

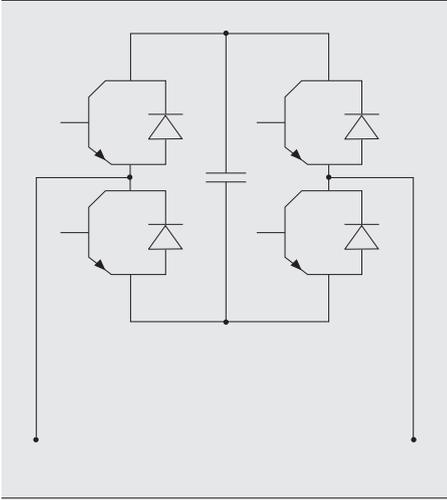
La solución FACTS permite respuesta rápida, variaciones frecuentes de producción y producción fácilmente ajustable.

El dispositivo de protección principal del condensador en serie es un varistor, generalmente de óxido de zinc (ZnO), que limita la tensión en el condensador a valores seguros y lo protege contra intensidades de cortocircuito. Suele utilizarse un dispositivo de protección rápida para derivar el condensador en serie cuando el varistor no puede absorber el exceso de corriente de fallo.

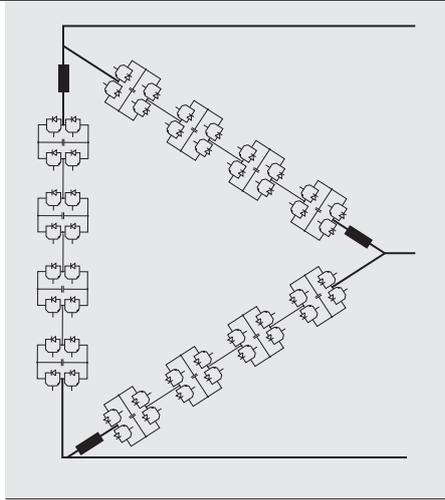
Imagen del título

¿Cómo ayudan las tecnologías HVDC y FACTS de ABB a los operadores de redes a aumentar la capacidad de transporte de electricidad? SVC de la subestación de 400 kV de Viklandet, Noruega.

2 Configuración de inversores multinivel en cadena



2a Celda de puente H con IGBT (una sola fase)



2b Cadena trifásica de puentes H

3 Grupos de puentes H modulares



Fingrid, el operador del sistema de transporte finlandés, acudió a ABB para instalar dos condensadores en serie (de 301 y 369 MVar) para atender la demanda de transporte interno, mejorar la estabilidad de la red y potenciar el corredor de exportación a Suecia en 200 MW → 1.

SVC Light

SVC Light es un dispositivo STATCOM (compensador estático) basado en un concepto de inversor de la fuente de tensión (VSC) multinivel modular en cadena

SVC Light está disponible para tensiones de sistema de hasta 69 kV y nominales de inversor de hasta ± 360 MVar → 3. Para tensiones superiores se utiliza un transformador reductor para conectar el SVC Light a la red.

Para aumentar la estabilidad dinámica y la capacidad de la red, Transelec S.A, el principal operador de transporte eléctrico de Chile, decidió instalar SVC Light. El dispositivo tiene una potencia nominal de 65 MVar inductivos a 140 MVar capacitivos a 220 kV y se encuentra en la sobrecargada subestación de Cerro Navia de 220 kV, en Santiago de Chile. Además de aumentar la capa-

cidad, el SVC Light regula y controla la tensión de red a 220 kV en condiciones de contingencia y equilibrio y proporciona energía reactiva dinámica de respuesta rápida tras un incidente.

PCS 6000 STATCOM y transporte de energía eléctrica mar adentro

Como el viento del mar es fuerte, sobre todo por la tarde, cuando el consumo de electricidad es alto, los parques eólicos están empezando a construirse mar adentro.

Una turbina eólica marina entrega la energía a través de un transformador emplazado en una plataforma y un cable de CA tendido hasta la costa, donde la tensión se incrementa y la electricidad entra en la red. La lejanía del aerogenerador de la

parte principal de la red incrementa los problemas de estabilidad y fiabilidad, razón por la que los operadores de sistemas de transporte están intensificando los requisitos de los códigos de red, específicamente en lo referente a energía reactiva, control de tensión y capacidad de respuesta a cortes.

FACTS proporciona el control de tensión rápido y dinámico exigido por estos códigos de red, algo imposible para los componentes de energía reactiva conmutados mecánicamente convencionales, como baterías de condensadores y reactancias.

Los transformadores y cables del parque eólico añaden reactancia a la red, que varía con la producción de energía activa. Estas fuentes adicionales y variables de energía reactiva también deben compensarse. Esto puede hacerse con PCS 6000 STATCOM de ABB.

El PCS 6000 garantiza cumplimiento de red completo y compensación de energía dinámica para cualquier parque eólico. Está diseñado como sistema modular compacto para aplicaciones de hasta 38 MVar por grupo. La instalación en paralelo de varios PCS 6000 satisface demandas de mayor potencia. En varios parques eólicos se encuentran ya en funcionamiento más de 20 PCS 6000.

Las SVC, los condensadores en serie y los dispositivos STATCOM mejoran el transporte de CA. La tecnología HVDC de ABB facilita el transporte de CC.

Un SVC regula rápidamente la tensión de la línea y la lleva al punto de consigna necesario.

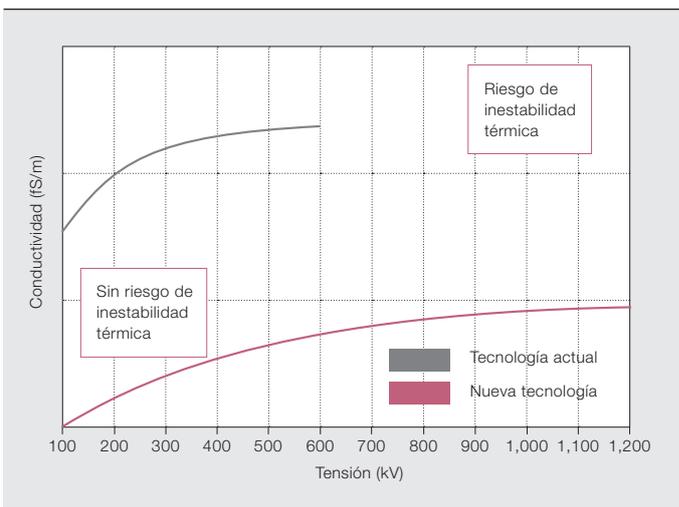
adaptado para aplicaciones de sistemas eléctricos. Entrega potencia reactiva a la red con una respuesta muy dinámica. SVC Light puede, por ejemplo, apoyar redes débiles, mejorar la disponibilidad de grandes parques eólicos en condiciones de red variables y aliviar redes sobrecargadas por la presencia de gran número de aparatos de aire acondicionado en países cálidos.

Los IGBT (transistores bipolares de puerta aislada) son componentes clave del SVC Light. La solución multinivel en cadena se compone de módulos de puentes H en serie unidos para formar una rama monofásica de la ramificación del VSC → 2.

4 Prueba de tipo del sistema de cables HVDC extruidos de 525 kV



5 Comparación de conductividad y tensión para los sistemas de aislamiento de cables HVDC nuevos y anteriores



El PCS 6000 garantiza cumplimiento de red completo y compensación de energía dinámica para cualquier parque eólico y está diseñado como un sistema modular compacto para aplicaciones de hasta 38 MVar por grupo.

HVDC Light (tecnología VSC)

Normalmente, la tecnología HVDC resulta más rentable para el transporte de grandes cantidades de electricidad a distancias superiores a 600 km por tendidos aéreos y a 50 a 100 km por cables subterráneos o submarinos. Pero muchos otros factores hacen de la tecnología HVDC (especialmente HVDC basada en VSC, como HVDC Light de ABB) el complemento ideal para redes de CA en desarrollo. Por ejemplo, los sistemas HVDC Light permiten campos electromagnéticos naturales, cables sin aceite y estaciones convertidoras de dimensiones reducidas. Además, ayudan a afrontar los problemas de integración de energías renovables con un control rápido de la energía reactiva y activa (independientemente), apoyo a la tensión y mejora de la calidad de la electricidad. Otras ventajas, como la capacidad de arranque sin electricidad y la posibilidad de conexión a redes de CA más débiles, hacen que HVDC Light sea especialmente atractivo para interconexiones de red y suministro de electricidad a sistemas aislados o zonas metropolitanas masificadas. Las conexiones de transporte sólidas contribuyen a reducir la variabilidad y a aumentar la precisión de las previsiones de generación de energía renovable gracias a su efecto geográfico suavizante sobre grandes extensiones.

HVDC Light: mayor tensión y cables más largos

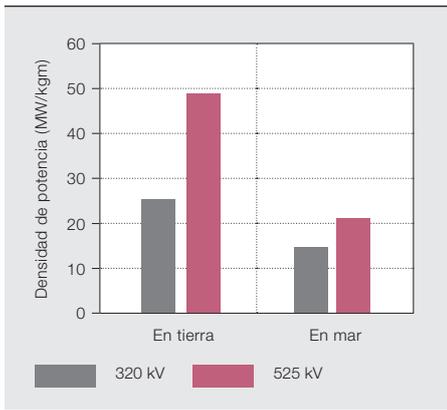
Recientemente, ABB batió un récord mundial de tensión con el enlace Skager-rak de 500 kV entre Noruega y Dinamarca. ABB ha suministrado los cuatro

enlaces del sistema Skager-rak: Skager-rak 1 y 2 en la década de los 70, Skager-rak 3 en 1993 y ahora Skagerrak 4. El sistema abarca 240 km y ofrece una capacidad de transporte de 1700 MW para permitir la generación hidráulica y el almacenamiento en Noruega, que se utilizará para equilibrar la generación eólica en Dinamarca.

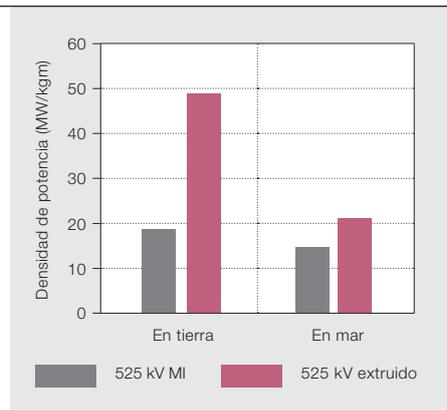
Skagerrak 4 cuenta con dos estaciones VSC de 700 MW. El nuevo enlace opera en modo bipolar con el enlace Skagerrak 3 que utiliza tecnología HVDC de convertidor conmutado en línea clásico. Esta es la primera vez que dos tecnologías se conectan con una disposición bipolar. El sistema de control avanzado MACH de ABB se utilizó para controlar las diferentes formas de gestionar la inversión de polaridad entre estas dos tecnologías.

ABB también suministrará el cable HVDC extruido más largo del mundo, NordBalt, entre Suecia y Lituania. NordBalt (300 V/700 MW) consta de un par de cables con una longitud total de 53 km sobre tierra y 400 km bajo el mar Báltico. El cable está tendido a través de antiguas zonas minadas y depósitos de explosivos en desuso, además de atravesar la zona natural protegida Natura 2000 en la parte lituana. El cable refuerza el suministro de electricidad y la seguridad de la energía a ambos lados del mar Báltico e integra el incipiente mercado báltico de comercialización de energía con el mercado nórdico.

6 Comparaciones de densidad de potencia para el sistema de cable de 525 kV



6a Con un sistema de cable de CC extruido de 320 kV; comparación para 1,5 GW o menos (525 kV Al, 320 kV Cu)



6b Con cable MI (conductores de Al)

Un nuevo sistema de cable más potente

La tecnología del sistema de cable HVDC extruido es perfecta para transportar la electricidad a través de zonas ambientalmente delicadas o zonas pobladas y para aplicaciones costeras o en mar abierto.

ABB desarrolló y probó con éxito un sistema de cable de CC de 525 kV con una potencia nominal superior a 2 GW para aplicaciones subterráneas y submarinas. Este innovador sistema emplea un nuevo material de aislamiento de CC de polietileno entrecruzado (XLPE), terminación exenta de porcelana y aceite basada en tecnología de ABB para bornas, una junta para tierra y una junta marina flexible. Este nuevo sistema de cable HVDC de 525 kV abre un sugestivo futuro para el transporte de electricidad y es un paso decisivo hacia una red de CC apta para

Un buen material aislante de cable HVDC debe tener una conductividad de CC baja para evitar pérdidas térmicas. La conductividad de los materiales de aislamiento aumenta con el campo eléctrico y la temperatura. Por lo tanto, una mayor conductividad aumenta el riesgo de fuga térmica y fallo eléctrico. En → 5 se compara la conductividad de los cables nuevos con la de otros cables. En los últimos, el riesgo de fuga térmica aumenta cuando la tensión de prueba supera los 600 kV; en los primeros, este riesgo es insignificante, incluso con niveles de tensión mucho más altos.

Las nuevas terminaciones se basan en la actual tecnología de borna de HVDC de ABB. El aislante de material compuesto polimérico utilizado ofrece máxima seguridad sin riesgo de proyección de esquirlas en caso de explosión. Esta seguridad

viene dada por los elementos de elastómero (adaptadores y cono de esfuerzo), incluido un material con propiedades eléctricas no lineales y elementos geométricos.

La tecnología HVDC es más rentable para el transporte de grandes cantidades de electricidad a grandes distancias.

la integración de mercados de energía y un mayor aprovechamiento de las energías renovables → 4. Un único par de cables HVDC extruidos de 525 kV, cada uno con el diámetro de un disco compacto, transporta energía suficiente para grandes parques eólicos marinos que suministran electricidad a 2 millones de hogares.

El sistema de cable de CC extruido de 525 kV transporta un 50% más energía a larga distancia que las soluciones anteriores (como el sistema de CC de cable extruido de 320 kV). La tecnología aligera el peso del cable por megavatio instalado de capacidad de transporte y las tensiones más altas proporcionan un transporte fiable con menores pérdidas.

En comparación con el nivel de 320 kV, la energía transportada en MW/kgm (potencia por kilogramo de un cable de un metro) es aproximadamente el doble que la de un circuito de cable terrestre y un 50% más que la de un circuito submarino → 6a.

Cuando se comparan con cables HVDC “clásicos” con su aislamiento de papel comprimido impregnado en aceite muy viscoso (cable impregnado en masa o MI), el sistema de cable de CC extruido es superior en términos de MW por kg y cable de un metro → 6b. También el tiempo de empalme es sensiblemente menor para un sistema de cable extruido que para un MI.

La tendencia hacia la construcción de más plantas de energía renovable de mayor tamaño es muy clara y sólida. Las tecnologías FACTS y HVDC favorecerán la construcción de redes fiables, flexibles e interconectadas. Ya hay muchos productos innovadores y sofisticados que ayudan a superar los problemas de integración de renovables y la mejora de la flexibilidad y la eficiencia de los sistemas eléctricos necesarias para satisfacer la creciente demanda eléctrica mundial. Las nuevas tecnologías y productos brindarán nuevas posibilidades en el futuro, como las estaciones convertidoras VSC de 500 kV de ABB o el nuevo cable extruido HVDC de 525 kV. Avances como estos reflejan el compromiso de ABB para seguir siendo líderes en el desarrollo y el uso de tecnologías de transporte de electricidad.

Rolf Grunbaum

ABB Power Systems, FACTS
Vasteras, Suecia
rolf.grunbaum@se.abb.com

Simon Vogelsanger

ABB Power Systems, FACTS
Turgi, Suiza
simon.vogelsanger@ch.abb.com

Anders Gustafsson

ABB Power Systems, cables de alta tensión
Karlskrona, Suecia
anders.h.gustafsson@se.abb.com

Janissa Arevalo

Iniciativas del sector industrial de redes inteligentes de ABB
Zúrich, Suiza
janissa.arevalo@de.abb.com



Regular los altibajos

Mayor capacidad de red para conectar energías renovables

MARTIN CARLEN, ADAM SLUPINSKI, FRANK CORNELIUS – Jose González cantó “Veo problemas en el futuro, sé que tengo razón”, y aunque puede ser cierto en algunos casos, el regulador de tensión de línea de ABB evita problemas ajustando automáticamente la tensión a un nivel regular y haciendo la red de distribución “más inteligente”. Muchos países tienen importantes objetivos para aumentar la generación eléctrica con fuentes renovables. Las energías eólica y solar son las preferidas. Este cambio de la generación

eléctrica tradicional centralizada a la generación local descentralizada afecta a las condiciones de las redes eléctricas. Las redes de distribución no solo sufren caídas de tensión debidas a las cargas, sino también aumentos debidos a la generación local, lo que causa grandes variaciones de tensión. Un regulador de tensión de línea gestiona estas variaciones, lo quiere decir que, en lo referente a las renovables en la red eléctrica, el Sr. González está equivocado.



Como la generación es mayor que la carga, el aumento de la tensión puede ser muy pronunciado y superar el margen permitido.

A finales de 2014 se instaló en Alemania una capacidad de generación total de unos 195 GW. La capacidad de generación eólica y fotovoltaica (FV) contribuyó con 38 GW cada una, lo que representa cerca del 20% del total. Durante los fines de semana soleados y ventosos, hasta el 80 por ciento de la electricidad procede de recursos renovables. El objetivo de Alemania es aumentar la cuota de energías renovables en la combinación de fuentes de electricidad desde el 27% actual hasta el 50% en 2030 y el 80% en 2050.

Gracias a la decisión de emprender la “Energiewende” (transición energética), Alemania está muy avanzada en la conversión de la generación tradicional a las renovables, pero muchos otros países están siguiendo sus pasos. A escala

internacional, China es líder en inversiones en renovables, y la capacidad de este tipo de generación ya sobrepasa la nuclear y de combustibles fósiles. En Estados Unidos, varios estados han aprobado objetivos obligatorios de porcentaje

Las redes de distribución tradicionales no se diseñaron para la alimentación descentralizada, que a veces puede ser mucho mayor que la carga.

de generación renovable; por ejemplo, el Estado de Nueva York con un 30% en 2015 y el de California con un 33% para 2020. A finales de 2014 las instalaciones globales de generación eólica superaban los 350 GW y la generación FV superaba los 180 GW.

A diferencia de las grandes centrales eléctricas centralizadas, muchos generadores de energía renovable alimentan la red de distribución local, bien a baja tensión (BT), principalmente con energía FV, o bien a media tensión (MT), en

el caso de la generación eólica. Las redes de distribución tradicionales están diseñadas para satisfacer necesidades de energía y cargas actuales y previsibles de consumidores conectados,

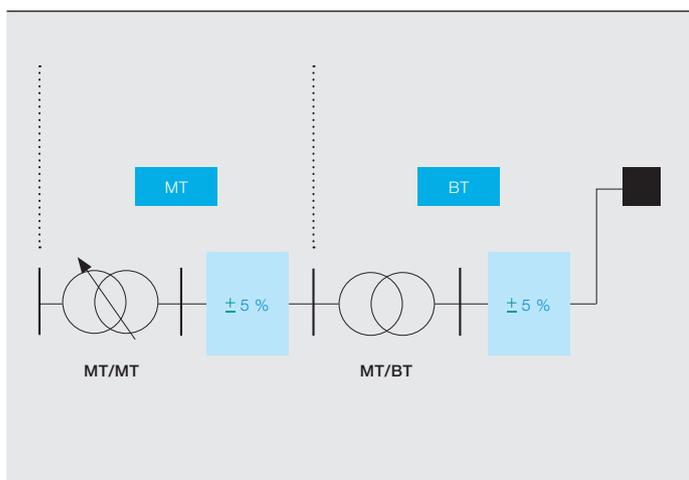
pero no están diseñadas para la alimentación descentralizada, a veces mucho mayor que la carga.

La generación eólica o fotovoltaica puede superar rápidamente dos o tres veces la carga planificada y llegar a ser incluso 10 veces mayor, especialmente en zonas rurales. En lugar de una caída de tensión a lo largo de la línea desde el transforma-

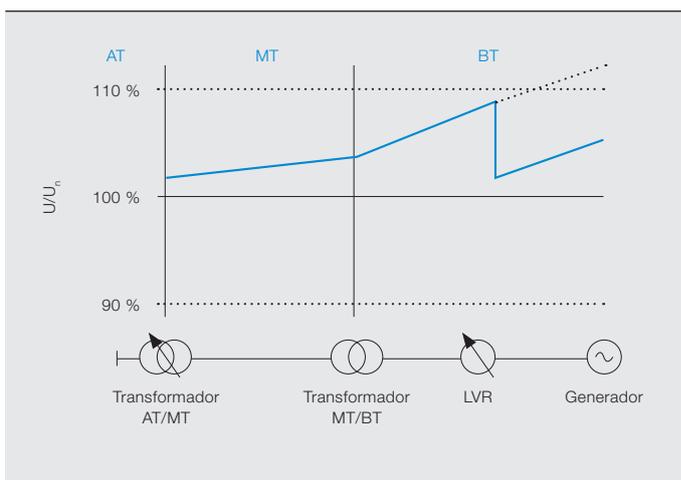
Imagen del título

Un LVR de BT instalado entre el transformador de distribución, utilizado por varios clientes, y el inversor fotovoltaico.

1 Gama de tensiones en la red de distribución de MT y BT disponible para caída o subida de tensión



2 Subida de tensión producida por la alimentación de un generador local y reducción de tensión por un LVR



Existen diferentes soluciones para el problema del aumento de tensión. La más rentable depende de cada caso.

dor al consumidor, se produce un aumento de la tensión cerca del productor. En muchos casos, la capacidad de transporte de corriente del cable o la línea del tendido aéreo no es un valor limitante, y la línea no tiene una limitación térmica. Sin embargo, dado que la generación es mayor que la carga, el aumento de tensión puede ser muy pronunciado y superar el margen permitido. Esto puede obligar a desconectar el generador.

Hay diferentes soluciones al problema del aumento de tensión, como la ampliación de la red, la instalación de un regulador de tensión o el uso de energía reactiva. La solución más rentable depende de cada caso.

Requisitos europeos en materia de tensión de la red

La norma europea EN 50160 [1] establece los requisitos de tensión en redes de distribución públicas. En condiciones operativas normales, la tensión en el lugar del cliente tiene que estar dentro de un margen del $\pm 10\%$ de la tensión nominal U_n . En otras regiones, las exigencias pueden ser incluso más estrictas. En Estados Unidos, por ejemplo, la norma ANSI C84.1 [2] exige a la compañía eléctrica

que suministre la electricidad en la entrada de servicio del edificio en un margen del $\pm 5\%$ para BT y de $-2,5\%$ a $+5\%$ para MT.

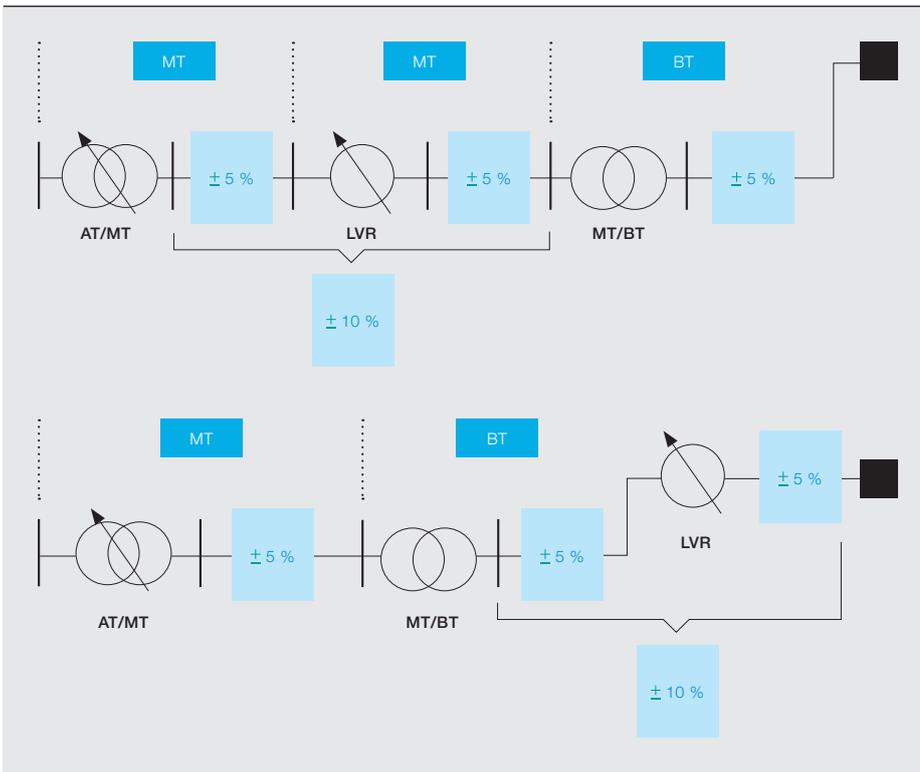
Sin embargo, al analizar en detalle los métodos actuales de diseño de redes de distribución, es evidente que los diferentes niveles de tensión están muy bien integrados y los niveles de red individuales no tienen todo el ancho de banda de tensión disponible. El último transformador capaz de ajustar la tensión es el transformador de subestación AT/MT de alta tensión. El ancho de banda de tensión total debe distribuirse entre las redes de MT y BT correspondientes. Esto genera una reducción de la tensión disponible para un aumento de tensión causado por la generación local.

Para $\rightarrow 1$, el ancho de banda de tensión de $\pm 10\%$ se distribuye equitativamente entre las redes de MT y BT. Para hacer frente a las diferentes condiciones en líneas de alimentación individuales, el ingeniero de diseño de la red tiene que haber definido valores fijos. En este caso, se atribuye a cada nivel de la red $\pm 5\%$ del ancho de banda de tensión. La tensión

Utilizando un LVR, la gama de tensiones disponible aumenta sensiblemente y se puede suministrar energía adicional a la red sin superar la gama de tensiones permitida.

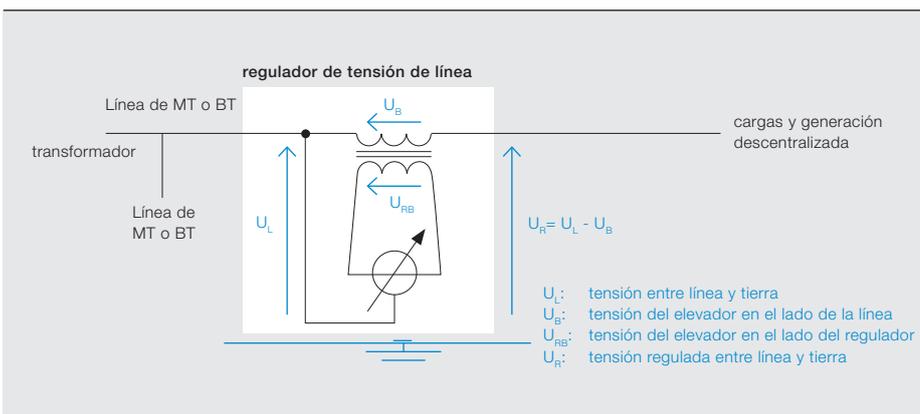
también se puede distribuir asimétricamente entre los niveles de la red. En Alemania, la red de BT solo alcanza el $+3\%$ para el aumento de tensión. Esto

3 Línea de MT (arriba) y BT (abajo) con un LVR que duplica la gama de tensiones disponible



Un LVR puede ajustar o “recalibrar” el nivel de tensión en la parte de la red posterior al LVR.

4 Principio funcional de un LVR



limita muy rápidamente la cantidad de energía eléctrica que se puede suministrar a la red BT.

La caída de tensión en un cable de cobre normal con una sección transversal de 50 mm^2 causada por la intensidad, correspondiente a una energía eléctrica de transporte de 120 kVA a 400 V, alcanza el 3% después de 45 m.

Recalibración de la tensión

Utilizando un regulador de tensión de línea (LVR), la gama de tensiones disponible aumenta sensiblemente y se puede suministrar energía adicional a la red sin superar la gama de tensiones permitida. Un LVR puede ajustar o “recalibrar” el

nivel de tensión en la parte de la red posterior al LVR → 2. En este ejemplo, un generador se sitúa al final de una línea de BT. Sin un LVR, la tensión supera el margen permitido.

Un LVR se puede instalar en cualquier lugar de la red. Dependiendo de si la instalación se hace en una línea de alimentación individual o en un bus con varias líneas de alimentación, solo se regula la tensión de una línea de alimentación o de todas las líneas.

Los ajustes de tensión realizados por el cambiador de tomas del transformador de AT/MT influyen en todas las redes de MT y BT en el lado del secundario,

Un transformador con un OLTC permite al transformador cambiar la tensión por pasos en un $\pm 10\%$.



aunque la caída y el aumento de la tensión pueden ser muy diferentes en las líneas de alimentación individuales. Lo mismo ocurre en el caso de los transformadores de distribución regulada en los que los ajustes de la tensión también influyen en toda la red de BT.

En el caso de una línea de alimentación con gran potencia de generación, el LVR la desconecta del resto de la red. La reducción de la tensión permite un aumento en la capacidad disponible dentro del margen de tensiones admisible → 3.

Modo de funcionamiento de un LVR

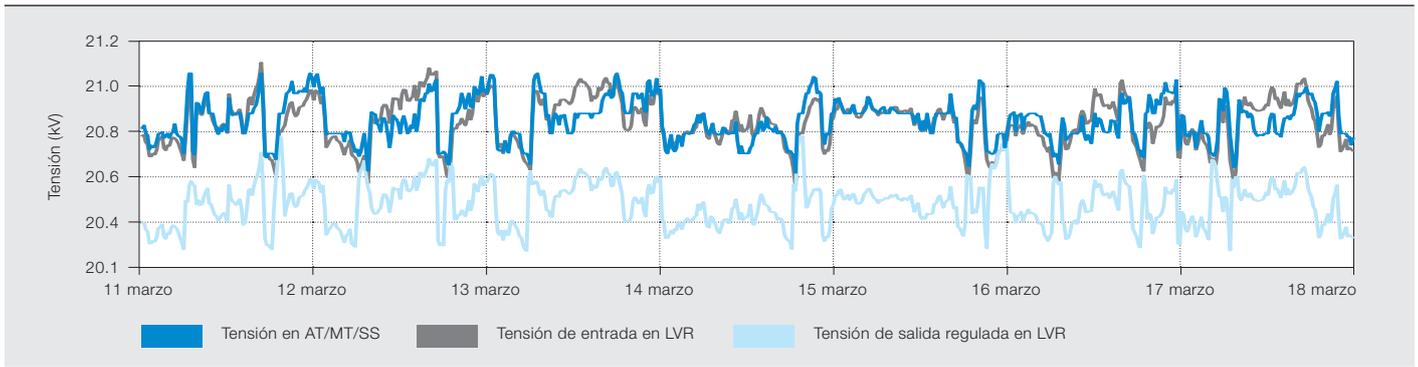
Un LVR crea una tensión adicional que se superpone a la tensión de línea U existente. Esta tensión adicional se acopla a través de un transformador amplificador y puede ser aditiva o sustractiva. En → 4, un suministro de tensión variable, alimentado por la propia línea, crea una tensión U_{RB} , que se transporta como U_B en la línea y entrega una tensión regulada $U_R = U_L \pm U_B$.

Como fuente de tensión variable se utiliza un transformador con un cambiador de tomas en carga (OLTC). Esto permite al transformador cambiar la tensión por pasos en $\pm 10\%$. El OLTC tiene una configuración lineal, utiliza conmutadores mecánicos e introduce resistencia en el desviador. Los conmutadores del OLTC admiten hasta tres millones de maniobras mecánicas sin necesidad de mantenimiento.

Se utilizan transformadores de tipo seco con tecnología RESIBLOC, cuyos componentes están exentos de aceite y de riesgo de incendio o explosión. Los transformadores RESIBLOC son especialmente adecuados para esta aplicación.

Los conmutadores del OLTC admiten hasta tres millones de maniobras mecánicas sin necesidad de mantenimiento.

ción, ya que tienen una alta eficiencia energética, ofrecen alta flexibilidad para proporcionar cualquier configuración de tomas, son muy estables desde el punto de vista mecánico, no son sensibles a



6a Tensión



6b Potencia activa

cambios rápidos de carga o temperatura y soportan temperaturas de hasta -60°C .

El LVR de ABB no crea separación galvánica en la línea regulada e introduce una impedancia adicional mínima. Por otro lado, el circuito de alimentación de ten-

El LVR es igualmente adecuado para usar en redes aisladas, con tierra directa o de impedancia con tierra.

sión variable está separado galvánicamente de la línea. Esta característica hace que el LVR sea igualmente adecuado para usar en redes aisladas, con tierra directa o de impedancia con tierra.

El LVR incorpora conmutadores de desconexión y/o de tierra en los lados de entrada y salida, sensores para la medición de la tensión y la intensidad y un conmutador de derivación, que permite una derivación completa del LVR. El mismo principio funcional se utiliza para BT y MT.

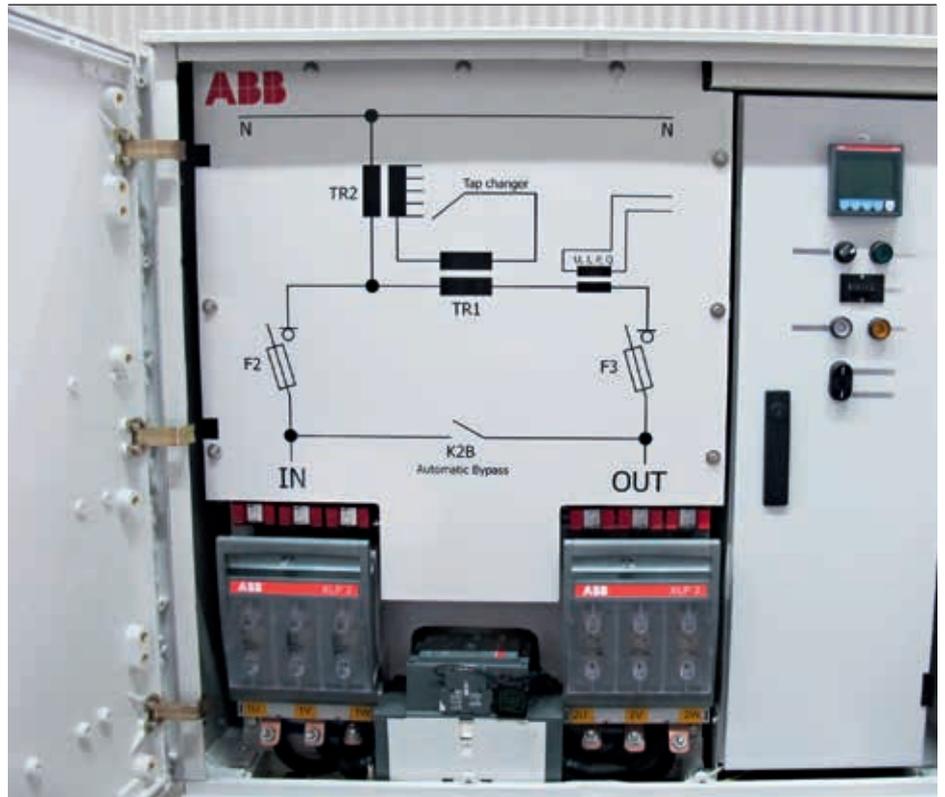
Instalación de un LVR de MT en Alemania

Westnetz es una filial de RWE Germany y el principal operador de sistemas de distribución (DSO) de la parte occidental de Alemania. Una de sus redes de MT de 20 kV en la región de Eifel dispone de más de 200 generadores conectados (FV, biomasa, centrales hidroeléctricas pequeñas) que en conjunto producen más de 5 MW. La red actualmente mide 26 km y se prevé una ampliación en los próximos años de las fuentes renovables.

Un estudio de la red demostró que ni la regulación activa del transformador AT/MT ni el uso generalizado de transformadores de distribución regulados (más de 60 transformadores MT/BT) podían resolver el problema del aumento de la tensión. En vista ello, Westnetz decidió utilizar un LVR de MT → 5. Se instaló a una distancia de 10 km del transformador de AT/MT. Esta solución resultó mucho más barata que una actualización de la red. Además, en este caso los cables existentes tienen una capacidad de transporte de corriente superior y no son un factor limitante [3]. La instalación completa, incluidas la planificación y la expedición de los permisos, se realizó en pocos meses, mucho menos del tiempo necesario para una ampliación de la red.

El LVR tiene una alta capacidad de cortocircuito y la regulación de la tensión es automática.

Un LVR ajusta automáticamente la tensión de la línea de BT o MT dentro de un margen determinado a un valor deseado, y evita la necesidad de costosas ampliaciones de la red.



El LVR puede ajustar la tensión de la electricidad transportada de hasta 8 MVA en $\pm 10\%$. La regulación de la tensión se realiza en pasos del 2%. El LVR tiene una alta capacidad de cortocircuito y la regulación de tensión es automática. Se conecta mediante comunicación RTU y GPRS al sistema de control de red. Westnetz tiene acceso en cualquier momento a los valores medidos como la tensión, la intensidad y la circulación de energía, así como el estado del regulador. El LVR también se puede activar en modo de control remoto o local.

Dispone de diferentes modos para los ajustes de control. Se puede seleccionar un valor de punto de consigna de tensión fijo. El valor del punto de consigna se puede modificar por control remoto o puede basarse, por ejemplo, en una medición de la tensión en una localización diferente. El LVR de Westnetz se gestiona con una curva de control, que es una función del flujo de electricidad y de la dirección del flujo en la línea de MT.

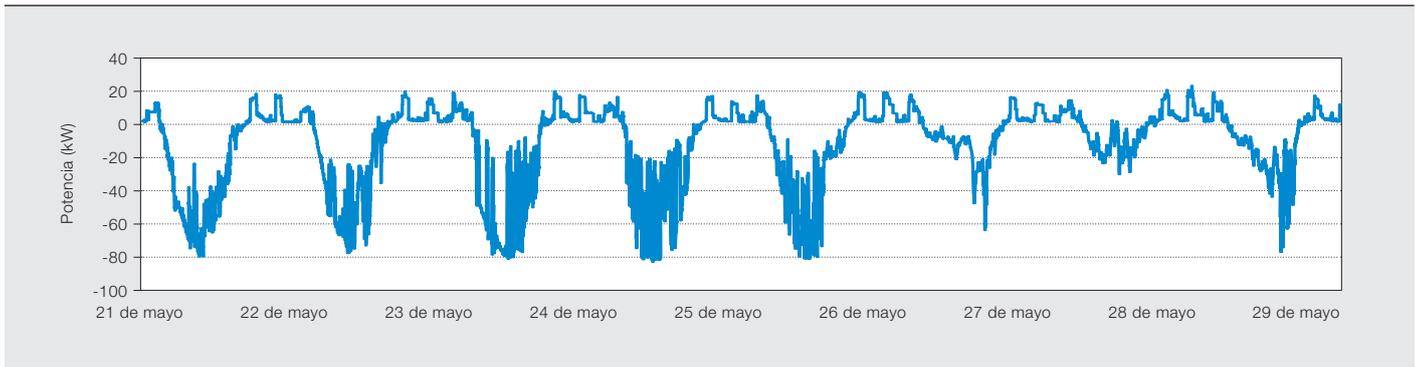
El gráfico en [→ 6a](#) muestra la tensión de entrada (no regulada) y de salida (regulada) del LVR y la tensión en la subestación (SS) de AT/MT. El gráfico revela que durante periodos de alta generación local, la tensión a la entrada del LVR

supera la tensión de la subestación, mientras por la noche esta situación se invierte. La tensión del punto de consigna para el LVR se establece en 20,5 kV. La tensión regulada permanece dentro de una banda de control del $\pm 1,5\%$ de este valor. La tensión de entrada del LVR y la tensión de la SS superan los 21 kV. Sin LVR y con la energía de alimentación máxima de 5 MW, la tensión al final de la red, a 26 km de distancia, aumentaría mucho más.

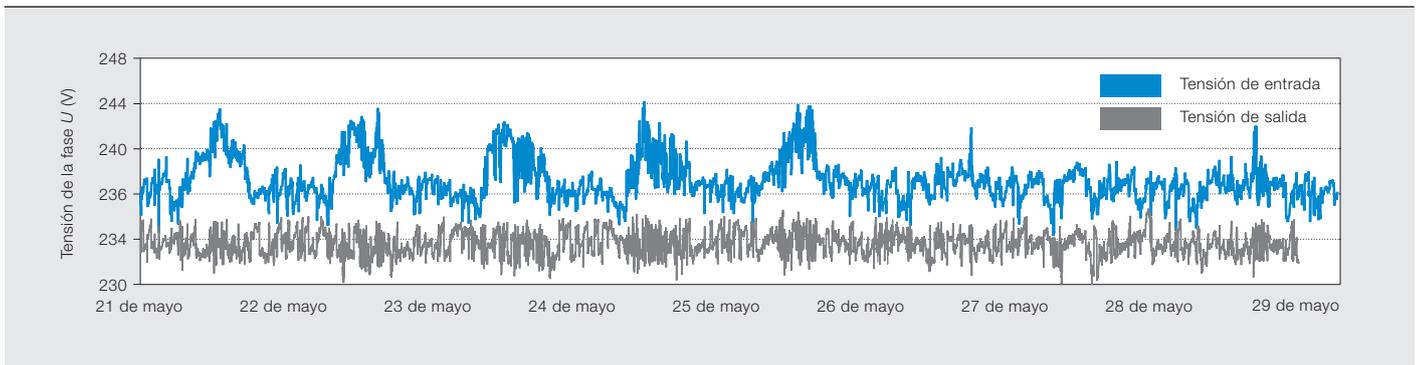
En [→ 6b](#) se observa que hacia la mitad del día la circulación eléctrica pasa a ser negativa, lo que significa que se suministra una energía de hasta 1,5 MW desde la red de MT a la red de AT. Por la noche, normalmente entre las 5 de la tarde y las 9 de la mañana, la circulación de electricidad se invierte y el suministro desde la red de AT es de hasta 2 MW. El 15 de marzo parece que ha sido un día lluvioso o muy nublado, dado que se ha generado muy poca energía local.

Instalación de un LVR de BT en Suiza

Tejado de una granja cubierto con módulos FV, que generan hasta 134 kW de electricidad. La granja está conectada al transformador de distribución por un cable de 400 V y 250 m de longitud. Otros clientes están conectados al mismo



8a Potencia activa



8b Tensión

transformador. Una simulación de la red realizada por ABB demostró que el cable no tiene limitación térmica, pero que el aumento de tensión superará el margen permitido. Se instaló un LVR de BT en el medio, entre el transformador de distribución y el inversor FV → 7 [4]. El LVR está instalado en un armario de distribución de cables de BT. Además, en este caso, la instalación de un LVR fue mucho más económica que añadir nuevos cables.

El LVR puede regular la tensión para una energía eléctrica transportada de hasta 250 kVA. La gama de regulación estándar es de $\pm 6\%$ o $\pm 8\%$, en etapas de tensión del 1,2 o 1,6%. Las diferencias en el perfil de generación de energía diario observadas en → 8 representan las diferentes condiciones climatológicas: Aunque los cinco primeros días fueron soleados, el día siete casi no se vio el sol. Especialmente los días tres, cuatro y cinco, las variaciones de tensión indican los periodos de nubosidad. Por la noche hubo una carga de 20 kW que fue conectada regularmente.

Problema resuelto

Las redes de distribución están diseñadas para satisfacer las necesidades de energía de cargas esperadas actuales y futuras. Cuando la generación renovable

aumenta, la potencia máxima de la generación puede fácilmente convertirse en un múltiplo de la carga máxima, llevando al límite las redes de distribución. En muchos casos, el factor limitante no es la capacidad de transporte como tal, sino el cumplimiento del margen de tensiones admisible.

Un LVR puede resolver este problema fácilmente. Un LVR ajusta automáticamente la tensión de la línea de BT o MT dentro de un margen determinado a un valor deseado, y evita la necesidad de costosas ampliaciones de la red.

El LVR de BT, fabricado por ABB, se instala en armarios de distribución de cables de BT estándar. En la mayoría de los casos, las empresas suministradoras no necesitan un permiso especial, por lo que la instalación de LVR de BT es muy rápida. El LVR de BT se instala en una subestación de hormigón, completamente montada y probada, y solo hay que conectar los cables de MT a la aparatamenta de MT integrada. En ambos casos, el LVR se puede trasladar fácilmente a otro lugar si la situación de la red cambia o la conexión de más generadores requiere un refuerzo de la red.

Martin Carlen

ABB Power Products, Transformadores
Zúrich, Suiza
martin.carlen@ch.abb.com

Adam Slupinski

ABB Power Consulting
Mannheim, Alemania
adam.slupinski@de.abb.com

Frank Cornelius

ABB Power Products, Transformadores
Brilon, Alemania
frank.cornelius@de.abb.com

Referencias

- [1] *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks*, EN 50160:2010, 2010.
- [2] *Voltage ratings for electric power systems and equipment (60 Hz)*, ANSI C84.1-2011, 2011.
- [3] M. Carlen *et al.*, "Line voltage regulator for voltage adjustment in MV-grids," presented at CIRE2015, Lyon.
- [4] F. Cornelius *et al.*, "Erhöhung der Anschlusskapazitäten im Verteil- und Ortsnetz durch den Einsatz von Längsspannungsreglern," in *Von Smart Grids zu Smart Markets 2015 – Beiträge der ETG-Fachtagung*, Kassel.





Almacena- miento de energía

Ventajas que no se limitan a la
integración de las energías renovables

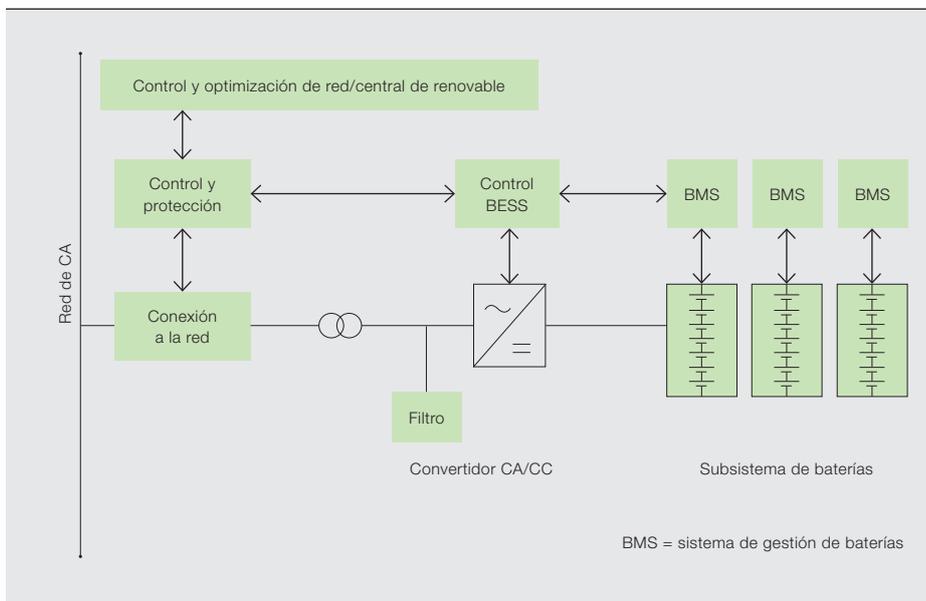
PAT HAYES, JANISSA AREVALO – Muchos países se encuentran actualmente en las primeras fases de una revolución de energías renovables. Pero a medida que la capacidad de generación solar y eólica se multiplica, a los operadores les resulta cada vez más difícil mantener la estabilidad y la fiabilidad de la red. Dos de los principales motivos son la variabilidad a corto plazo y la baja predictibilidad de las fuentes renovables. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden abordar estos problemas y contribuir a la evolución de la red eléctrica. Pero el almacenamiento de energía puede hacer más cosas: situar estratégicamente el almacenamiento de energía entre parques de empresas suministradoras ofrece nuevas formas de mejorar el suministro y fijar los precios de la electricidad y los servicios asociados y permite optimizar todo el sistema eléctrico.

Imagen del título

Los sistemas de almacenamiento de energía colocados estratégicamente transforman el modelo de negocio de las empresas eléctricas.

Las ventajas del almacenamiento de energía abarcan la generación, el transporte y la distribución de electricidad, desde el generador hasta el usuario final.

1 Diagrama funcional de bloques de un sistema de almacenamiento de energía con baterías



El almacenamiento de energía eléctrica engloba un amplio abanico de tecnologías: baterías, volantes de inercia, almacenamiento por bombeo, almacenamiento de calor y aire comprimido. Incluso los vehículos eléctricos pueden usarse para almacenar energía. Actualmente, la mayoría de las empresas suministradoras prefieren sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), ya que son fácilmente ampliables y pueden situarse casi en cualquier sitio.

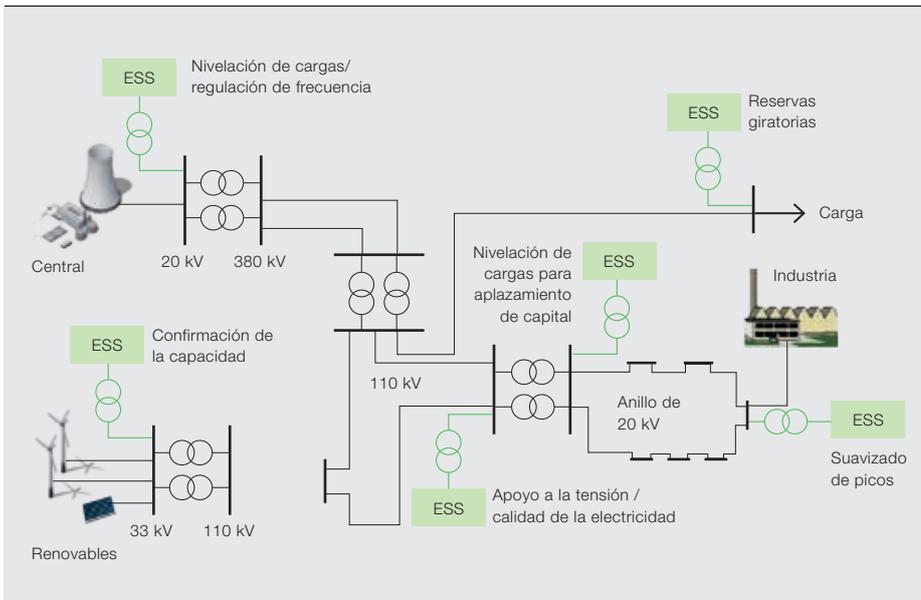
Con independencia de la tecnología utilizada, un sistema de almacenamiento de energía (ESS) completo (capaz de operar de forma independiente o conectado a la red) consta de cuatro componentes fundamentales: el medio de almacenamiento, el sistema de control, el sistema de conversión de energía y los equipos e instalaciones auxiliares (BOP). El diseño de estos componentes depende en gran medida de la aplicación de almacenamiento y de la potencia nominal necesaria. El medio de almacenamiento puede basarse en una de las muchas tecnologías para baterías, como

iones de litio, sulfuro de sodio, níquel-cadmio, plomo-ácido o baterías de flujo. Para mayores demandas de electricidad, existe la posibilidad de conectar varios sistemas de convertidores eléctricos en paralelo para lograr un control dinámico del flujo de energía activa y reactiva en ambas direcciones. Además, el sistema de almacenamiento necesita medios de supervisión y control para el funcionamiento manual y automático de todos los componentes. Los protocolos de comunicación admiten supervisión y control remotos y proporcionan previsiones meteorológicas y de carga. Además de los componentes del sistema, se requieren equipos BOP, como transformadores, equipos de protección y aparamenta, para garantizar una conexión segura y fiable a la red y un buen funcionamiento del sistema [1] → 1.

El software Enterprise de ABB crea un vínculo entre el sistema de almacenamiento de energía y el consumidor.

Aplicaciones y ventajas del almacenamiento de energía

Las ventajas del almacenamiento de energía abarcan la generación, el transporte y la distribución de electricidad, desde el generador hasta el usuario final. Además, la electrónica y la tecnología de almacenamiento modernas permiten la



Para proporcionar una reserva giratoria efectiva, el ESS se mantiene a un nivel de carga listo para responder a una interrupción de la generación o del transporte.

explotación de grandes infraestructuras interconectadas y de grupos de pequeños sistemas eléctricos aislados para aplicaciones muy variadas → 2.

carga listo para responder a una interrupción de la generación o del transporte. El sistema responde en milésimas de segundo para suministrar electricidad y

mantener la continuidad de la red, mientras se conecta el generador de reserva. Esto permite a los generadores trabajar a una potencia óptima, sin necesidad de mantener capacidad sin usar para reservas giratorias.

El suavizado de picos es similar a la nivelación de cargas, pero su objetivo es reducir la demanda máxima y no ahorrar en la explotación del sistema eléctrico.

Regulación de frecuencia

El uso del almacenamiento de energía para prestar servicios complementarios, como regulación de la frecuencia, o para actuar como reservas giratorias para la red eléctrica es un modelo de negocio exitoso con costes mínimos de explotación y mantenimiento y una huella de carbono sustancialmente menor que la generación convencional. Para aplicaciones de regulación de frecuencia, el ESS se carga o descarga en respuesta a un incremento o una reducción, respectivamente, de la frecuencia de la red provocados por una súbita falta de alineación entre la oferta y la demanda. Este planteamiento es especialmente atractivo por su rapidez de respuesta y funcionamiento sin emisiones.

Reserva giratoria

Para proporcionar una reserva giratoria efectiva, el ESS se mantiene a un nivel de

Nivelación de cargas

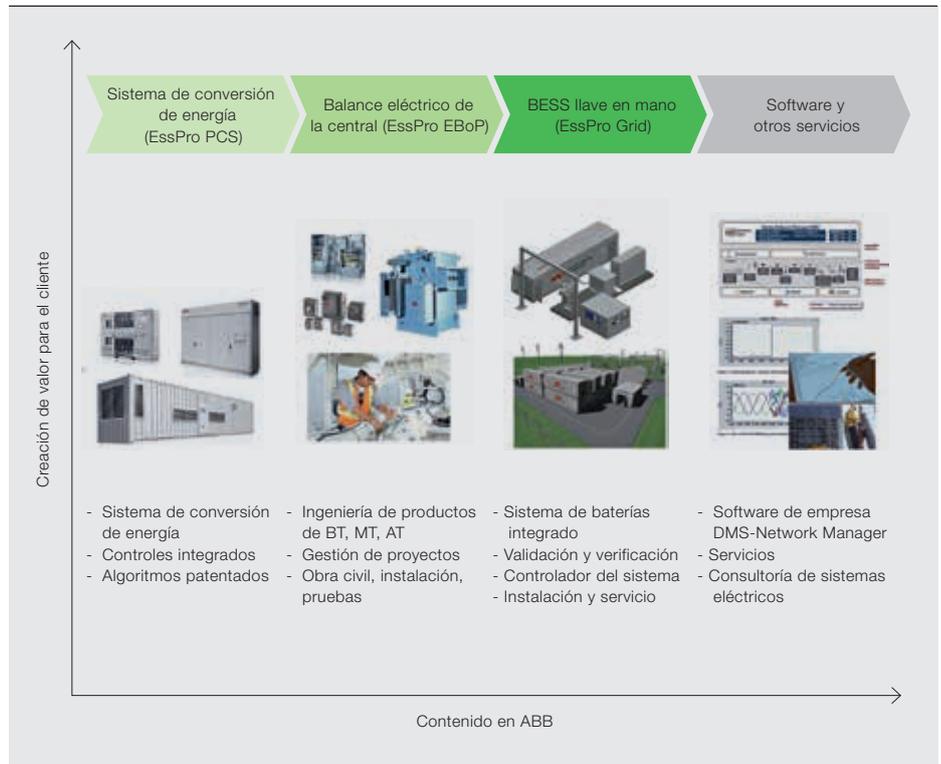
La nivelación de cargas suele implicar el almacenamiento de energía durante períodos de carga ligera en el sistema y su entrega durante períodos de gran demanda. Durante los períodos de gran demanda, el ESS suministra electricidad y reduce la carga en instalaciones de generación máxima menos económicas. Dado que las empresas suministradoras deben diseñar su red de acuerdo con la capacidad de uso de potencia máxima, tener el almacenamiento estratégicamente situado cerca de la carga permite posponer las inversiones en actualizaciones de la red o nueva capacidad de generación.

Suavizado de picos

El suavizado de picos es similar a la nivelación de cargas, pero su objetivo es reducir la demanda máxima y no ahorrar en la explotación del sistema eléctrico.

ABB ofrece componentes de almacenamiento de energía optimizados y soluciones completas para mantener la estabilidad de la red y garantizar la fiabilidad y la calidad del suministro eléctrico en cada aplicación.

3 La oferta de ABB: Desde los sistemas de conversión de energía a las soluciones integradas



Las instalaciones de suavizado de picos suelen ser propiedad de consumidores de electricidad, no de la empresa suministradora. Los clientes comerciales e industriales se benefician de un coste de la energía optimizado por hora de uso y gestión de la carga de la demanda.

Calidad de la electricidad

Para aplicaciones de calidad de la electricidad, un ESS ayuda a proteger cargas situadas aguas abajo frente a incidentes breves que afectan a la calidad de la electricidad suministrada. Por ejemplo, las fluctuaciones de la tensión debidas a sucesos como fallos de los equipos, caídas de ramas de árboles sobre los cables eléctricos o la variabilidad de la producción fotovoltaica (FV) y eólica, pueden afectar negativamente a la calidad de la electricidad suministrada a los consumidores. Estos problemas de calidad de la electricidad pueden provocar cortes parciales o totales del suministro. Los ESS proporcionan apoyo instantáneo a la tensión inyectando o absorbiendo energía activa y reactiva. Además de apoyar la tensión, el ESS actúa como un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) capaz de salvar interrupciones imprevistas del servicio, mejorando así la calidad de la electricidad suministrada a los consumidores.

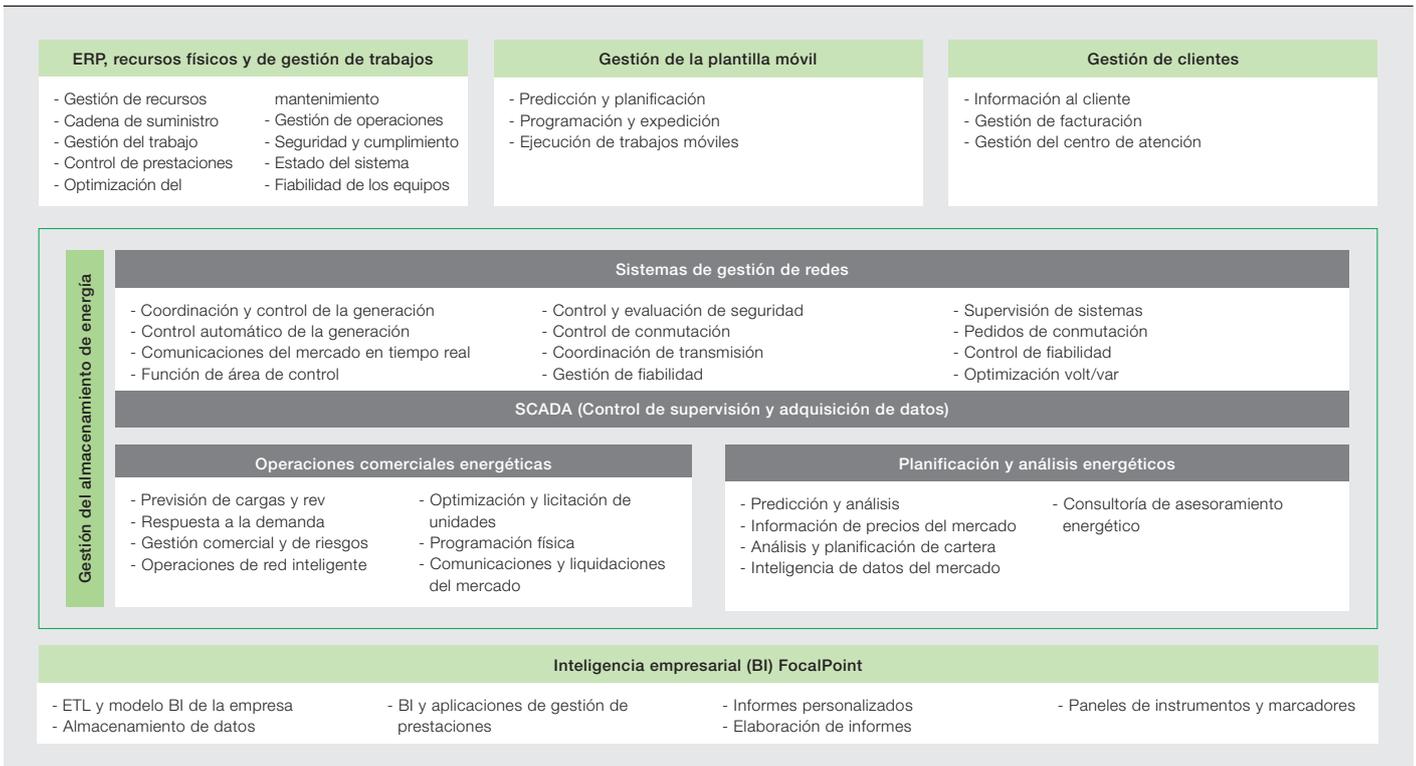
Hay soluciones de ABB para cubrir necesidades de potencia que van desde cientos de kilovatios a decenas de megavatios y están listas para conectarse a redes de media y alta tensión.

Confirmación de la capacidad

El mantenimiento de la generación intermitente variable de una central eléctrica renovable a un nivel determinado (comprometido) se denomina confirmación de la capacidad. El ESS suaviza la producción y controla la tasa de variación (MW/min) para eliminar las oscilaciones rápidas de tensión y potencia en la red eléctrica.

ABB ofrece componentes de almacenamiento de energía optimizados y soluciones completas para mantener la estabili-

4 Esquema de soluciones del software de empresa



dad de la red y garantizar la fiabilidad y la calidad del suministro eléctrico en cada aplicación. Hay soluciones de ABB para cubrir necesidades de potencia que van desde cientos de kilovatios a decenas de megavatios y están listas para conectarse a redes de media y alta tensión [2] → 3. Por ejemplo, el sistema de red EssPro™ de ABB incluye control dinámico de energía activa y reactiva, filtrado activo de armónicos, modo de aislamiento y capacidad de arranque sin energía externa. Además, los avanzados algoritmos de control incorporados garantizan el cumplimiento de las normas para empresas suministradoras gracias al profundo conocimiento de los códigos de red.

Adopción de un planteamiento estratégico

Para materializar estos beneficios, el almacenamiento de energía debe ser parte integral de las redes de las empresas suministradoras, no un componente aislado para satisfacer una necesidad local inmediata. La adición de almacenamiento de energía requiere algo más que comprar el hardware, conectarlo a la red y normalizar la tensión. Las empresas suministradoras deben ir más allá del nivel táctico o local y adoptar un planteamiento integral, o estratégico, de los componentes físicos y económicos del almacenamiento de energía.

El primer paso debe ser desarrollar un plan de recursos a largo plazo para satisfacer los objetivos de la cartera de las empresas suministradoras, con independencia de la tecnología de almacenamiento que utilicen. Así la empresa podrá determinar cómo despachar mejor la energía almacenada en función de previsiones de precio y energía y cómo suministrar electricidad a coste mínimo.

Las empresas suministradoras que explotan redes de distribución primero deben identificar los puntos débiles en los que el almacenamiento puede mejorar la fiabilidad del sistema, para después determinar el punto óptimo de conexión común. ABB cuenta con gran experiencia en la realización de estudios de redes y respalda el proceso de optimización del diseño BESS en relación con los aspectos técnicos y económicos.

Además, los operadores de redes deben tomar decisiones basadas en el rendimiento de su red. Estas decisiones se basan en predicciones del precio de la electricidad y el uso de dichos precios para prever la frecuencia con la que funcionarán sus instalaciones de almacenamiento eléctrico y lo rentables que estas serán durante un período concreto. Esto requiere un trabajo adicional que implica previsiones basadas en el clima, la carga

Para aplicaciones de regulación de frecuencia, el ESS se carga o descarga en respuesta a un aumento o una disminución, respectivamente, de la frecuencia de la red. Este método es una opción particularmente atractiva por la rapidez de respuesta y la ausencia de emisiones.

El sistema de red EssPro™ de ABB incluye control dinámico de energía activa y reactiva, filtrado activo de armónicos, modo de aislamiento y capacidad de arranque sin energía externa.

5 BESS de red EssPro 1 MW/15 min de EKZ en Dietikon, Suiza



prevista, el conocimiento de la red, el ciclo de vida del sistema y los costes del ciclo de vida. Considerando todos estos elementos clave, el sistema de almacenamiento puede mejorar la eficiencia operativa y la fiabilidad de la red.

Maximización del rendimiento

Una vez realizado el análisis estratégico, la empresa suministradora podrá determinar la tecnología de almacenamiento óptima y su tamaño para cada aplicación. Para extraer el máximo beneficio de su inversión en almacenamiento de energía, la empresa suministradora debe utilizar el sistema del modo más eficiente posible. Esto requiere un software capaz de supervisar y controlar más de una sola instalación de almacenamiento de energía y de presentar una vista completa de la red.

El software Enterprise de ABB crea un vínculo entre el sistema de almacenamiento de energía y el consumidor. Puede representar los recursos energéticos distribuidos en la red con algoritmos avanzados para analizar previsiones meteorológicas y perfiles de carga prevista y ayudar a las empresas suministradoras a optimizar los horarios de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía → 4. Esto no solo mejora la eficiencia operativa, sino que además concede acceso inmediato a quienes nece-

sitan usar recursos de almacenamiento de energía.

Mejora del almacenamiento de energía y la estabilización de la red

En 2012, junto con EKZ, una de las empresas de distribución de energía más importantes de Suiza, ABB puso en marcha en Suiza el proyecto de almacenamiento de energía en baterías más grande de este tipo → 5. Para dotar a la red de potencia adicional a demanda, ABB suministró e instaló un BESS con baterías de iones de litio capaz de proporcionar 1 MW durante 15 minutos. La instalación de almacenamiento está integrada en la red de distribución de electricidad de EKZ y se está evaluando el equilibrado de cargas de pico, la gestión del suministro intermitente de energía eléctrica y la optimización de la red. En modo de aislamiento, puede suministrar electricidad a un edificio de oficinas completo. El BESS permite control de energía reactiva y sirve como reserva de regulación primaria para la red de transporte. También se ha adquirido mucha experiencia en integración de una planta solar FV con estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Un BESS para promover la integración de energía solar en la isla de Kauai

El estado de Hawái, un grupo de islas situado a miles de millas del continente,



6a Grupo interior



6b Grupo exterior

tiene que importar casi todo el combustible que usa para generar electricidad. Esto genera elevados costes energéticos. Por ello, el estado está adoptando fuentes de energías renovables con la intención de que estas satisfagan todas sus necesidades de energía en 2040. Kauai Island Utility Cooperative (KIUC), una organización local sin ánimo de lucro de Hawái con 32 000 clientes, ha elegido la tecnología BESS para mantener la fiabilidad y la eficiencia de su sistema mientras sigue suministrando grandes cantidades de energías renovables.

Como parte de un nuevo parque de energía solar de 12 MW que se está construyendo en Anahola, KIUC instaló un BESS de iones de litio de 6 MW/4,63 MWh de ocho contenedores de baterías suministrados por SAFT (productor líder de baterías de litio) y dos contenedores con un sistema de conversión de energía eléctrica de 6 MW de ABB. Los principales objetivos del BESS son regular la tensión de distribución en el bus de CA para evitar situaciones de exceso y defecto de tensión, actuar como reserva giratoria para suministrar electricidad de reserva instantánea en caso de cortes imprevistos y ayudar a mantener la frecuencia durante la pérdida de generación o el aumento súbito de la demanda.

Almacenamiento de energía para promover la integración de generación eólica en Canadá

En 2013, Cowesses First Nation instaló una turbina eólica Enercon de 800 kW junto con un sistema de almacenamiento en baterías de iones de litio de 400 kW/744 kWh y un sistema de conversión de energía eléctrica EssPro de ABB en tierras tribales de Saskatchewan, Canadá. Además de suavizar las irregularidades de la electricidad generada por la turbina eólica, el sistema de almacenamiento también suministra energía en horas de máxima demanda.

En un día ventoso, el sistema de Cowesses suministra 1 MW de electricidad durante una hora completa, 800 kW de la turbina eólica y 200 kW de las baterías. Además, el sistema se puede usar para confirmar la producción de la turbina durante períodos prolongados. El proyecto verificó que el sistema cumple las normas antiaislamiento en ausencia de red y con la turbina eólica en estado de producción. El sistema también se usó en coordinación con los programas de respuesta a la demanda de la instalación de Sask Powers y demostró ser una tecnología válida para esta aplicación.

Los BESS llave en mano de ABB contribuyen a la mejora de la flexibilidad del sistema necesaria para dar cabida a grandes cantidades de energía renovable en la red y optimizar la gestión de la generación de electricidad en todo el mundo → 6. La importancia de BESS en la cadena de valor de la electricidad irá aumentando a medida que los sistemas de electricidad vayan adquiriendo complejidad.

Pat Hayes

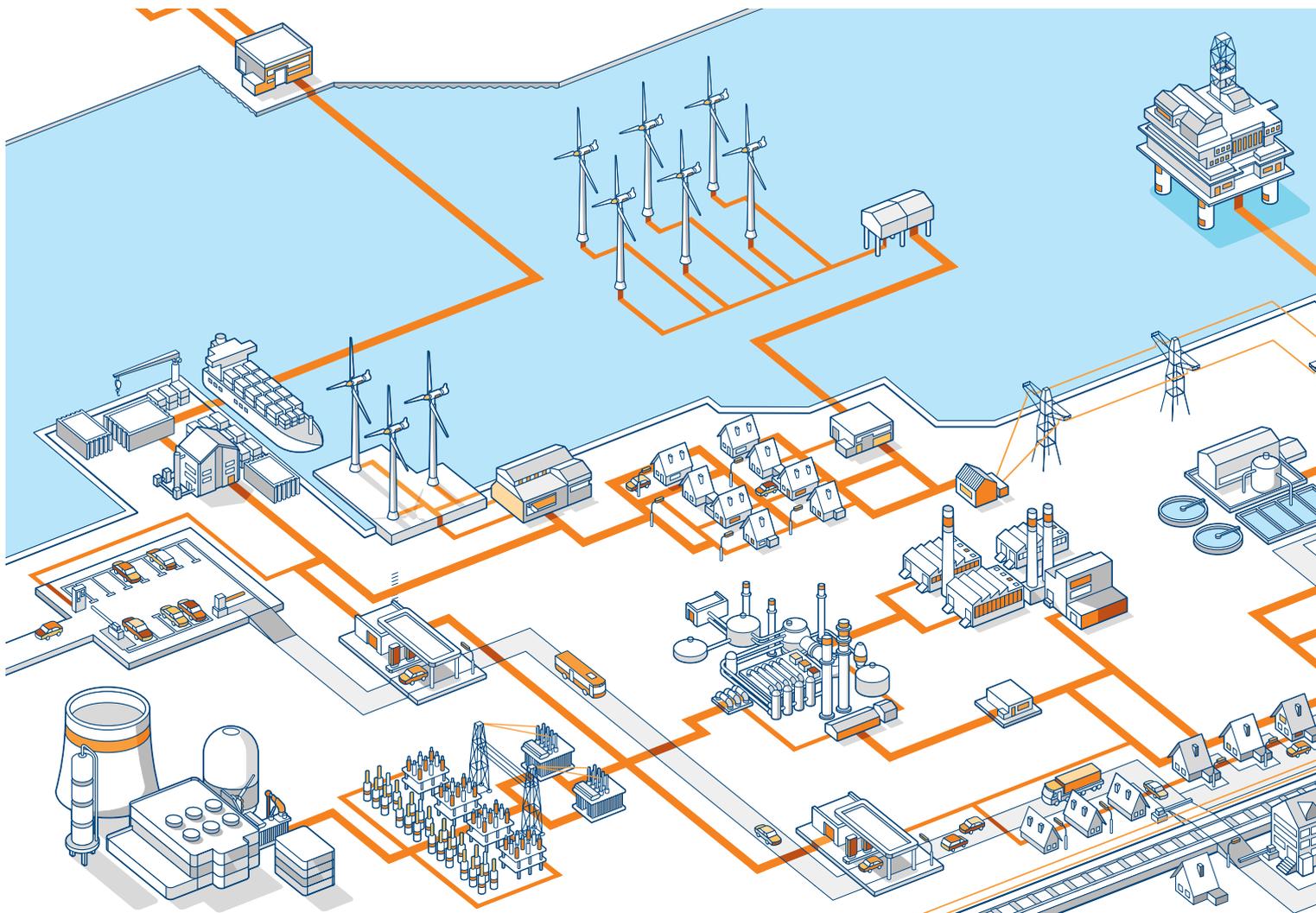
ABB Power Systems, Power Converter Solutions
New Berlin, WI, Estados Unidos
pat.hayes@us.abb.com

Janissa Arevalo

ABB Smart Grids Industry Sector Initiative
Zúrich, Suiza
janissa.arevalo@de.abb.com

Referencias

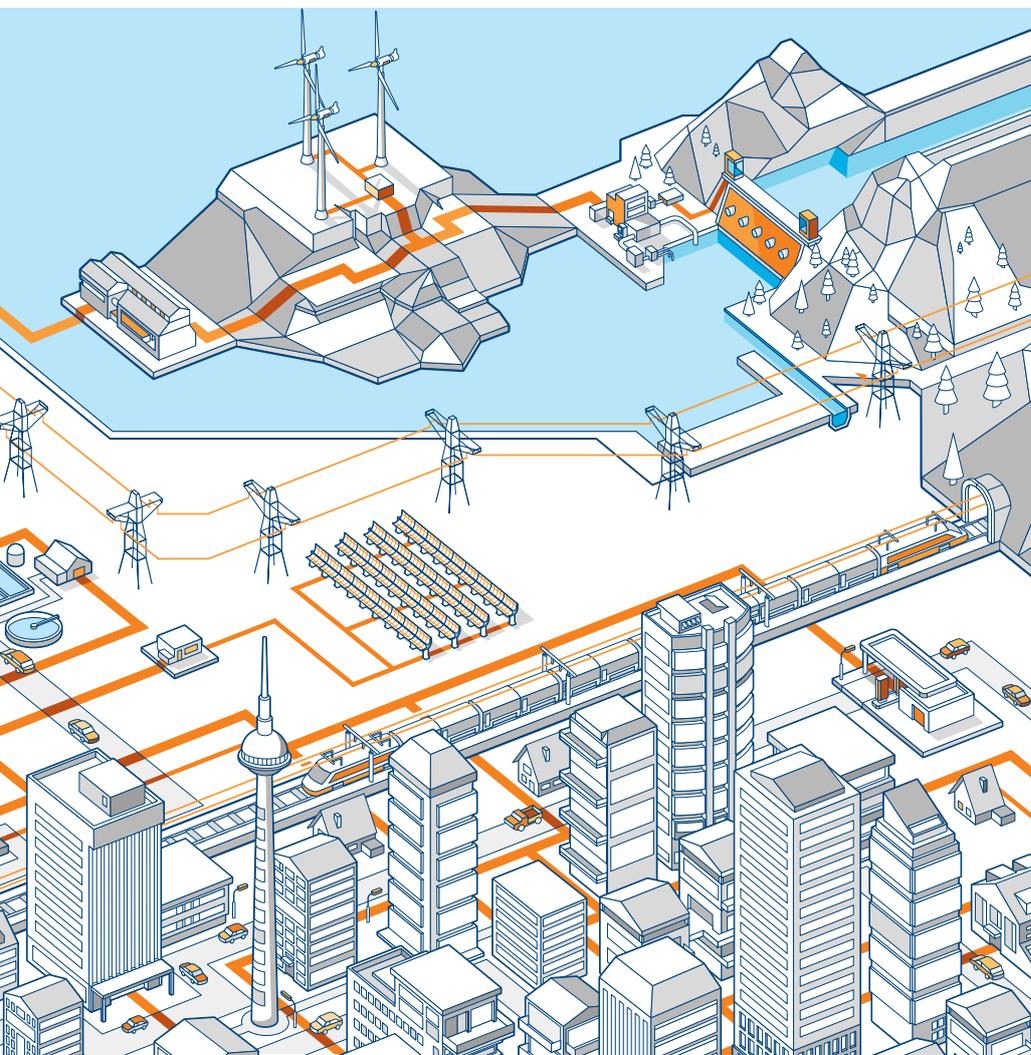
- [1] S. Clifford, "Gestión de recursos: Arquitectura punto a punto para el almacenamiento de energía en la red," *ABB Review* 4/2014, pp. 61–65.
- [2] P. Casini, D. Cicio, "Un futuro brillante: El almacenamiento de energía transforma el paradigma solar," *ABB Review* 2/2015, pp. 27–32.



Asesoramiento sobre el código de red

ABB y sus consultores expertos en electricidad ayudan a integrar las energías renovables y a cumplir los códigos de red

INÉS ROMERO, JOHN DANIEL, DIOGO PEREIRA, FAHD HASHIESH, NIHAR RAJ, BRITTA BUCHHOLZ – La generación renovable es muy distinta de la clásica en cuanto a predictibilidad y disponibilidad, inercia y capacidad de control de energía activa y reactiva. Además, han sucedido muchas cosas en el mercado desde que se construyeron las primeras plantas de energía renovable. Los tamaños de las instalaciones alcanzan ahora desde algunos kilovatios hasta gigavatios y pueden formar parte de un sistema aislado o débil o de una red sólida. Por lo tanto, los operadores de sistemas de transporte (TSO) y de distribución (DSO), responsables de garantizar un suministro eléctrico continuo, fiable y de gran calidad, buscan constantemente requisitos operativos (códigos de red) más exigentes para asegurar la controlabilidad de estos recursos.



La penetración cada vez mayor de grandes cantidades de energía renovable en las redes de transporte y distribución ha hecho crecer la preocupación de los TSO y DSO, que tienen que garantizar un suministro fiable y continuo a la red.

Con conexiones terrestres y marinas, la presencia de renovables es actualmente una realidad para las redes de distribución y las de transporte, y coexiste con la generación convencional y la sustituye cada vez más. Una dilatada experiencia en el sector de las renovables y un gran número de proyectos realizados en todo el mundo permite a los expertos de ABB ofrecer a los clientes valoraciones técnicas y económicas de alto nivel para afrontar demandas y requisitos siempre cambiantes.

Evolución de los códigos de red

La penetración cada vez mayor de grandes cantidades de energía renovable en las redes de transporte y distribución durante los últimos decenios ha hecho crecer la preocupación de los TSO y DSO, que tienen que garantizar un suministro fiable y continuo a la red.

Imagen del título

La generación renovable es diversa y forma parte de una red eléctrica variada. Los códigos de red son esenciales para asegurar un suministro eléctrico continuo, fiable y de gran calidad.

Esta preocupación afecta a los siguientes aspectos:

- Continuidad: la incertidumbre derivada de la impredecible capacidad de las renovables puede afectar a la estabilidad de la red y, por lo tanto, a la continuidad del suministro.
- Calidad del suministro: la introducción de una tecnología nueva y la conexión a redes con menor capacidad de cortocircuito puede incrementar los armónicos, las fluctuaciones de tensión y las resonancias. La capacidad de energía reactiva es también crítica para garantizar unos niveles de tensión aceptables.
- Suministro fiable y seguro: la desconexión de grandes cantidades de recursos renovables puede afectar a

la estabilidad global de la red. Es necesaria una reserva giratoria para garantizar un funcionamiento seguro.

Los códigos de red se centraban tradicionalmente en el control estático de la energía reactiva y el factor de potencia y en requisitos dinámicos como la capacidad de respuesta a la baja tensión (LVRT). Los códigos

Los códigos de red están evolucionando hacia requisitos más exigentes, como control dinámico de energía reactiva, tensión y frecuencia en el punto de conexión y calidad de la electricidad.

están evolucionando hacia requisitos más exigentes, como control dinámico de energía reactiva, tensión y frecuencia en el punto

1 Cambios importantes de los códigos de red

Requisitos	Requisitos clásicos	Nuevos requisitos
Control de la potencia activa y la frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> - Control de la frecuencia en estado estacionario de acuerdo con las gamas de frecuencia aceptables por los TSO - Ajustes de protección 	<ul style="list-style-type: none"> - Control de frecuencias de los equipos individuales (inversor/turbinas eólicas) previsto en el punto de conexión (POC) según los tiempos de respuesta definidos ("controlador de central")
Control de potencia reactiva y tensión	<ul style="list-style-type: none"> - Factor de potencia en el POC - Capacidad dinámica para soportar averías - Control de tensión en estado estacionario según la gama de tensiones aceptables del TSO - Ajustes de protección 	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de capacidad reactiva en el POC de acuerdo con cada equipo - Control dinámico de tensión/energía reactiva en el POC (controlador de central)
Calidad de la electricidad	<ul style="list-style-type: none"> - Distorsión armónica y niveles de parpadeo 	
LVRT	<ul style="list-style-type: none"> - Capaz de soportar la avería con requisitos muy exigentes en términos de inyección de energía reactiva a la red 	
Modelización, prueba y certificación	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo de red en estado estacionario - Modelos de caja negra dinámicos si hay que cumplir requisitos de energía reactiva durante la avería - Modelo de generación individual y/o acumulado - Pruebas aplicables para demostrar el cumplimiento de los requisitos de conexión para equipos individuales (turbina/inversor) - Certificación exigida para equipos nuevos 	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo de red totalmente dinámico para asegurar el control de la energía reactiva / tensión / frecuencia en el POC (controlador de central) - Modelo de red equivalente en armónicos
Funcionamiento y mantenimiento	Mantenimiento básico previsto	El TSO y el propietario del generador acordarán el plan de mantenimiento adecuado de las instalaciones de producción de forma oportuna y adecuada
Sistemas auxiliares	No aplicable	<ul style="list-style-type: none"> - Control de amortiguación de las oscilaciones de potencia - Inercia virtual - Servicio auxiliar (control de frecuencias primaria/secundaria) - Predicción precisa

Las preocupaciones ambientales y las medidas políticas, junto con la tecnología disponible, son los impulsores principales de la integración progresiva de las renovables.

de conexión, y calidad de la electricidad, con control total de la instalación. Los cambios principales desde el punto de vista del TSO se resumen en → 1. En [1] se presentan los principales retos para diversos sistemas de distribución en distintos países.

Redes con poco potencial de crecimiento del consumo

Norteamérica y Europa han experimentado una progresiva penetración de energías renovables durante los dos últimos decenios. Las preocupaciones ambientales y las medidas políticas, junto con la tecnología disponible, son los impulsores principales del cambio. Las redes de transporte de electricidad están bien interconectadas, son sólidas y están dimensionadas con bastante margen de energía reactiva y reserva giratoria para estar correctamente equilibradas. Además, hay reglas operativas y de mercado bien conocidas.

Para seguir el ritmo los objetivos ambiciosos para 2020 y 2050, estas redes se enfrentan a tres dificultades principales.

- Reforzar/adaptar las redes eléctricas existentes para asignar más recursos renovables

- Integrar y controlar la generación de renovables en la red de distribución
- Enfrentarse con los nuevos requisitos esperados por parte de los TSO/DSO para el control de la tensión y la regulación de la frecuencia.

Estados Unidos

La instalación de energías renovables, especialmente eólica en los Estados Unidos, ha exigido frecuentemente el refuerzo de la infraestructura de transporte. Un ejemplo es el sistema de transporte en la Texas Interconnection con el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) como operador del sistema. En 2005, la Asamblea Legislativa de Texas determinó que la Public Utility Commission de Texas designara Zonas de Energías Renovables Competitivas (CREZ) y estableciera mejoras concretas en el transporte que permitieran conexiones desde las CREZ a los centros de carga centrados en torno a la aglomeración urbana de Dallas/Fort Worth, Austin y San Antonio [2].

Este refuerzo incluía más de 3.700 km de nuevas líneas de transporte de 345 kV que soportaran 11.500 MW más de capacidad de generación eólica en la zona occidental

2 Fuentes que contribuyen a la red de producción eléctrica alemana

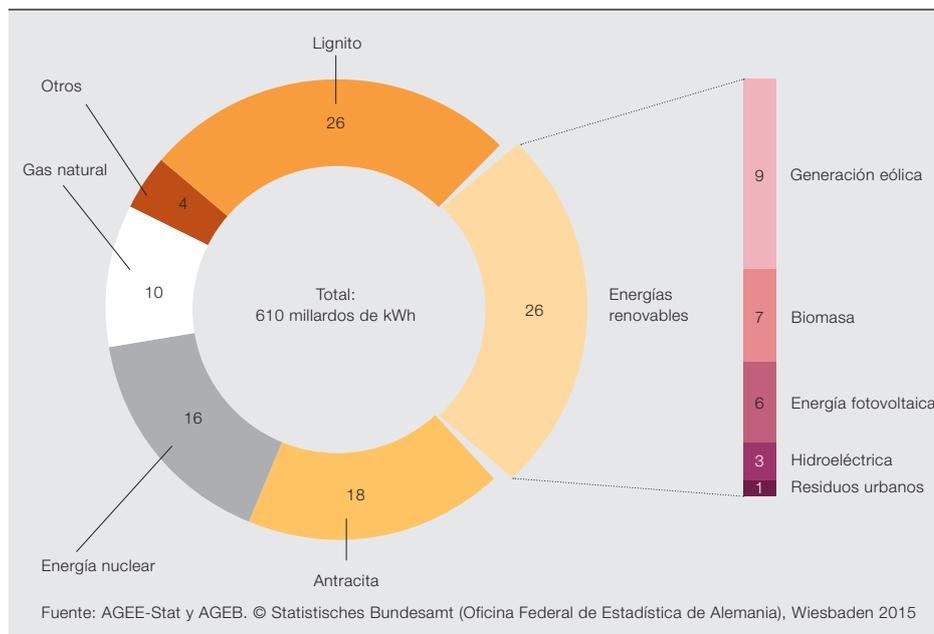


ABB ha sido pionera en el desarrollo de componentes innovadores como reguladores de tensión para solucionar dificultades individualizadas de la calidad eléctrica para los operadores de red de distribución.

del estado. ABB llevó a cabo una evaluación inicial de la energía reactiva en 2009, estableciendo al principio casi 4.000 MVAR de reactancias shunt, unos 960 MVAR de condensadores shunt, y 1.400 MVAR de compensadores estáticos de var (SVC).

Con relación a los códigos de red, existen algunas disposiciones especiales para promotores de renovables que cumplan con la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order 661-A para LVRT y requisitos de capacidad reactiva, además de las normas generales aplicables a toda la generación eléctrica.

España

España ha sido líder en integración de energías renovables durante los últimos 15 años. Se está discutiendo un nuevo borrador para el código de red local en el que, además de los requisitos clásicos, se están teniendo en cuenta la regulación de frecuencia y el control de tensión.

Un reto actual es proporcionar flexibilidad a las redes existentes para maximizar el uso de la capacidad de renovables instalada (unos 23 GW frente a una carga de pico de 40 GW). Se están estudiando soluciones flexibles de transporte de CA (FACTS), almacenamiento de energía y aumento de la capacidad de interconexión con HVDC. ABB, en colaboración con el TSO español Red Eléctrica de España (REE), ha participado en el consorcio TWENTIES de la UE, contribuyendo con un importante paquete de

estudios de I+D para desarrollar un prototipo real [3] capaz de encaminar el exceso de energía renovable de un corredor a otro con capacidad disponible.

Alemania

En Alemania hay más de 1 millón de pequeños generadores ya conectados a la red de distribución. Turbinas eólicas y generadores fotovoltaicos (FV) representan una capacidad instalada total de más de 76 GW, relacionada con una carga de pico de unos 80 GW → 2. Inicialmente, los generadores de pequeño tamaño no precisaban estar equipados con tecnología de comunicaciones ni acceso a distancia. Actualmente, la situación es la contraria. Si hay problemas de calidad eléctrica, el operador de red está habilitado para reducir su incorporación. En general, los generadores que fluctúan crean dificultades para mantener la tensión dentro de la banda definida y la carga térmica de recursos supone también una dificultad.

En Alemania, las disposiciones emitidas por la Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) y la Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) abarcan códigos de red para generadores y almacenamiento en el sistema de distribución. Asimismo se espera que los códigos de red ENTSO-E, como "Requisitos para generadores" entren en vigor pronto en Europa [4,5]. ABB ha sido pionero en el desarrollo de componentes innovadores como reguladores de tensión para solucionar dificultad

En Sudamérica, Oriente Medio y Asia, las redes siguen desarrollándose al tiempo que se está produciendo una gran integración de renovables.

3 ABB está apoyando asimismo la integración de grandes centrales FV.



des individuales de calidad eléctrica para operadores de red de distribución [6, 7].

Reino Unido

En el Reino Unido, aparte de los paneles solares instalados en los tejados de los hogares, el resto de las renovables incorporadas es lo bastante grande para seguir el código de red, que tanto la Red Nacional como los usuarios de su sistema de transporte están obligados a cumplir. La red eléctrica del Reino Unido (especialmente su parte meridional) dispone de una de las mayores densidades de energía eléctrica del mundo, lo que produce muchas dificultades para el diseño de redes de centrales eléctricas y la consecución de objetivos de los códigos de red. Altos niveles de cortocircuito, necesidad de transformadores eléctricos de alta impedancia, problemas de estabilidad de la tensión y la calidad eléctrica y solución rápida de averías son algunos de los retos presentes.

Redes con gran potencial de crecimiento del consumo eléctrico

En Sudamérica, Oriente Medio y Asia, las redes siguen desarrollándose al tiempo que se está produciendo una gran integración de renovables, impulsadas por la tecnología disponible, precios más accesibles de la electricidad e inversores que incorporan experiencias logradas de otros países. Las dificultades de la integración son:

- Problemas de estabilidad motivados por márgenes limitados de energía reactiva.

- Falta de interconexión con países limítrofes y reservas giratorias limitadas.
- Bajos niveles de calidad de la energía a causa de bajos valores de cortocircuito.
- Redes generalmente más débiles en zonas alejadas de las grandes ciudades.

Sudáfrica

ABB ha participado en numerosos estudios locales y ha exportado sus conocimientos por todo el mundo [8]. Recientemente, los expertos de ABB han afrontado el reto de desarrollar un controlador de central de alto nivel en Sudáfrica capaz de cumplir los nuevos requisitos de código de red de Eskom de tensión, factor de potencia, control de energía reactiva y cortes de suministro en un tiempo muy breve → 3.

Brasil

En Brasil, las cifras para la generación de electricidad eólica y solar en 2013 fueron del 28 por ciento y el 5 por ciento, respectivamente. La rápida integración de renovables está haciendo surgir nuevos retos de diseño y funcionamiento de centrales eléctricas. Para cumplir el código de red del ISO brasileño (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico), ABB ha trabajado en una modelización adecuada para el control de turbinas eólicas → 4 y en soluciones para mejorar la calidad eléctrica.

El ISO ha hecho seguimiento de campañas de mediciones y participado en grupos de trabajo dedicados a compartir y desarrollar metodologías que definen el código de red con vistas a la optimización del filtrado.



La modificación y la evolución de los códigos de red son necesarias para cambiar y hacer evolucionar el suministro y la demanda de las redes.

Jordania

Jordania se enfrenta a un gran desafío en el frente energético. Importa más del 97 por ciento de su energía, lo que se traduce en facturas elevadas. Esta situación pone de relieve la necesidad de emplear fuentes alternativas, que abundan en el país. El país trata de aumentar su dependencia de recursos de energía local y renovable desde un 4 por ciento (en 2013) hasta un 13 por ciento para 2016 y un 39 por ciento en 2020.

ABB ha estudiado las tendencias y expectativas del mercado y el código de red de renovables para potenciar oportunidades aportadas por el sector renovable en auge. El mercado se ha estudiado de forma proactiva, iniciativa muy bien recibida por NEPCO, los inversores en compañías de transporte eléctrico y renovables. Hay promotores que han contactado con ABB para ampliar en Egipto el apoyo de la integración en la red. A fin de conseguir la aprobación para conectar la central RE a la red, los desarrolladores de RE tienen que cumplir todos los requisitos del código de red, y ABB tiene la experiencia necesaria para ayudar en este aspecto.

Conexión de códigos

Mantenerse al día con los códigos de red, en constante modificación y cada vez más exigentes, resulta oneroso para los recursos de muchos proveedores de redes eléctricas. Hay que dedicar tiempo a mantenerse al día y a interpretar los códigos nuevos o modificados, y después extrapolar la forma

en que dichos códigos pueden afectar a la situación y lo que puede ser preciso cambiar para cumplirlos. ABB apoya a los proveedores de electricidad en dichos cambios, y su amplia experiencia aporta claridad y eficacia para las actividades de revisión, evaluación y toma de decisiones.

La modificación y la evolución de los códigos de red son necesarios para cambiar y hacer evolucionar el suministro y la demanda de las redes. Pero en vez de que esos cambios sean una carga pesada, ABB los contempla como una oportunidad positiva para la evolución de la red: como dice el proverbio chino, "Cuando soplan aires de cambio, unos construyen muros, y otros molinos de viento".

Inés Romero

ABB Power Consulting
Madrid, España
ines.romero@es.abb.com

John Daniel

ABB Power Consulting
Raleigh, NC, Estados Unidos
john.daniel@us.abb.com

Diogo Pereira

ABB Power Consulting
Guarulhos, Brasil
diogo.pereira@br.abb.com

Fahd Hashiesh

ABB Power Consulting
Stone, Reino Unido
fahd.hashiesh@gb.abb.com

Nihar Raj

ABB Power Consulting
Vadodara India
nihar.raj@in.abb.com

Britta Buchholz

ABB Power Consulting
Mannheim, Alemania
britta.buchholz@de.abb.com

Referencias

- [1] J. S. Papathanassiou *et al.*, "Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER" in CIGRE, Technical Brochure 586, Paris, 2014.
- [2] J. Daniel *et al.* (2010). "CREZ Reactive Power Compensation Study." Available: http://www.uwig.org/CREZ_Reactive_Power_Compensation_Study.pdf
- [3] I. Romero *et al.*, "Overload line controller: new FACTS series compensation application based on switched series reactors" in CIGRE, session A3-108, Paris, 2014.
- [4] ENTSO-E (2015). *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)* [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>
- [5] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). "Development of Renewable Energy Resources in Germany 2014", Berlin, 2015.
- [6] B. Buchholz *et al.*, "Distribución más inteligente: Cómo aumentar la capacidad de las redes de distribución para integrar la generación distribuida," *ABB Review* 4/2014, pp. 29–33.
- [7] M. Carlen, *et al.*, "Regular los altibajos: Mayor capacidad de red para conectar energías renovables," *ABB Review* 4/2015, pp. 34–41.
- [8] I. Romero Navarro, *et al.*, "Wind Farm Integration Power Analysis" in *Power-Gen Asia*, Singapore, 2007.

DOMENAR LA FUERZA

ABB Review series,
parte II





Equilibrar las oscilaciones

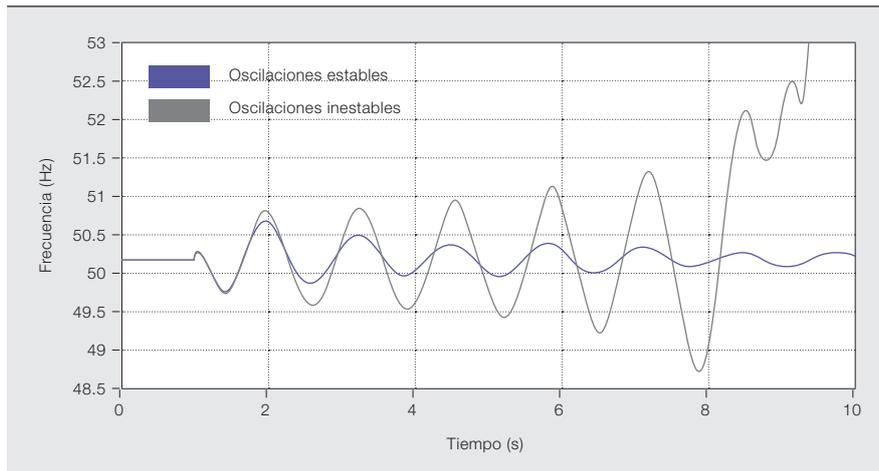
Supervisión en tiempo real y eliminación de las oscilaciones entre áreas en grandes sistemas eléctricos interconectados

MATS LARSSON, LUIS-FABIANO SANTOS – Las oscilaciones de potencia de baja frecuencia entre áreas están siempre presentes en grandes redes de transporte interconectadas. Normalmente no son dañinas, pero algunas condiciones de fallo pueden producir oscilaciones que crezcan de forma continua y lleven al fallo parcial o total del sistema eléctrico. Para evitarlo, un operador del sistema eléctrico debe poder supervisar la capacidad del sistema para amortiguar las oscilaciones y debe asimismo disponer de instalaciones para reducir las transferencias de electricidad en caso necesario. Además, el sistema de supervisión debe presentar información valiosa sobre eventos importantes en otras partes de la red eléctrica interconectada, es decir, partes no directamente supervisadas y controladas por dicho operador. La solución de ABB para mediciones de fasores sincronizados y la supervisión de grandes áreas –llamada PSGuard– hace posible conseguir todo eso. Este artículo forma parte de una serie de la ABB Review sobre tecnologías que ayudan a mantener la red eléctrica bajo control.

Imagen del título

Entre redes eléctricas interconectadas pueden aparecer oscilaciones perjudiciales. Es esencial vigilarlas de cerca y adoptar medidas antes de que lleguen a ser destructivas. ¿Cómo ayuda PSGuard de ABB en esto?

1 Respuesta de la velocidad de un generador a una avería local con diferentes características de red eléctrica



Cuando se interconectan redes puede surgir el fenómeno de la oscilación entre áreas. En una gran red como la europea, miles de centrales trabajan conjuntamente para alimentar la carga total. Las máquinas eléctricas de estas centrales se mantienen girando sincrónicamente gracias a su interconexión con las líneas de transporte eléctrico. Si una máquina gira más despacio que el promedio de velocidades de las máquinas del sistema, absorberá automáticamente energía de la red para devolver su velocidad al valor medio. A su vez, una máquina que gire por encima de la media suministrará una energía añadida a la red para reducir su velocidad.

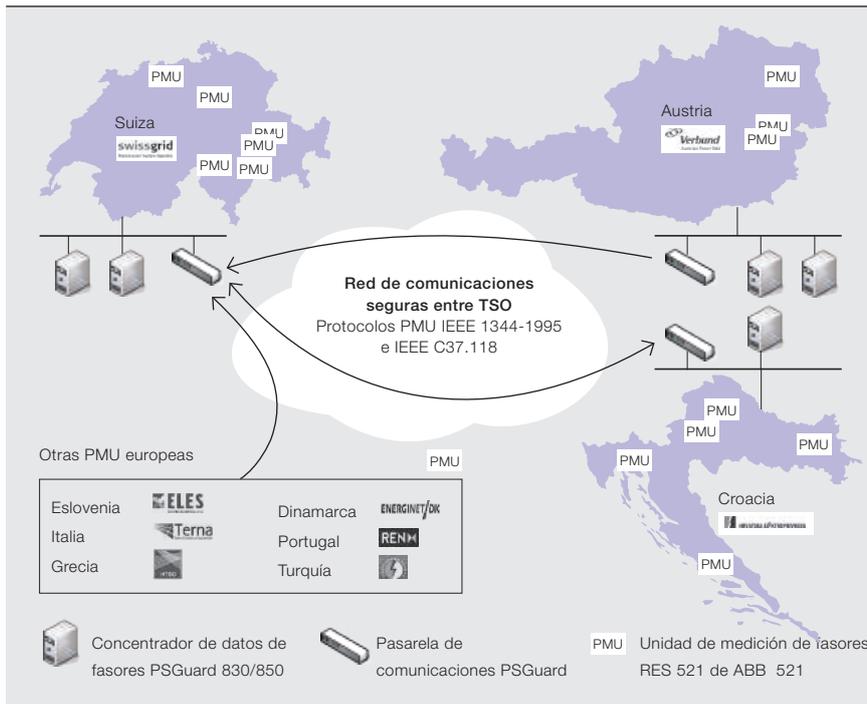
El par que se aplica al eje del generador a causa de este efecto autoestabilizador se llama par sincronizador y es el mecanismo básico de interconexión de redes eléctricas. No obstante, este mecanismo también permite que las variaciones de velocidad se propaguen y extiendan a través de todas las redes eléctricas interconectadas.

Asimismo, hay sistemas de control conectados a cada generador con la misión de mantener constante la velocidad de giro, y por tanto la frecuencia,

en el emplazamiento del generador. En → 1 se muestra una variación típica de la frecuencia de un generador producida como consecuencia de una avería local. Inicialmente, la frecuencia aumenta puesto que la energía eléctrica no se puede pasar a la red debido a la avería, lo que se traduce en una velocidad mayor. Cuando se resuelve la avería desconectando el componente defectuoso, se recupera la capacidad de transporte de electricidad y la máquina, que ahora trabaja por encima de su régimen nominal, puede volver a suministrar electricidad a la red, y esto reduce su velocidad. Cuando los sistemas de control de los generadores están bien ajustados a las condiciones de funcionamiento, el resultado es similar al de la línea azul de → 1, con una oscilación que se amortigua en segundos. Pero si los sistemas de control están mal ajustados o funcionan mal, el resultado puede ser una oscilación creciente, como la ilustrada por la línea gris, que puede llevar a una avería del sistema interconectado y posibles apagones.

Detección de oscilaciones mal amortiguadas

ABB ha desarrollado una herramienta de análisis en tiempo real llamada Power Damping Monitoring (PDM) que detecta oscilaciones mal amortiguadas basándose en un procedimiento de identificación de sistemas que emplea una unidad de medida de fasores (PMU). Una PMU es un dispositivo que mide la tensión y la frecuencia de la red con una fuente de tiempo de sincronización común.



PSGuard es la plataforma básica para soluciones de grandes áreas, que permite a las compañías eléctricas introducir la tecnología WAMS por etapas con una inversión mínima.

La sincronización de tiempos permite mediciones en tiempo real sincronizadas en puntos de medida remotos múltiples. Una PMU puede ser un dispositivo dedicado o puede que la función PMU esté integrada en un dispositivo como un relé de protección. La PMU más reciente de ABB, presentada a principios de 2015, se llama RES670.

La aplicación PDM proporciona informaciones como:

- Número de modos de oscilación activos detectados.
- Frecuencia y amortiguación de cada uno de los modos.
- Amplitud de las oscilaciones en cada modo y en cada señal de medida.
- Visibilidad modal, una medida de la visibilidad de cada modo oscilatorio en cada señal de medida, así como la fase relativa de cada medición.

El fundamento matemático del algoritmo, los resultados de los experimentos de simulación y las mediciones realizadas en la red eléctrica escandinava se describen en [1]. Se ha comparado con otros algoritmos de supervisión de la amortiguación [2].

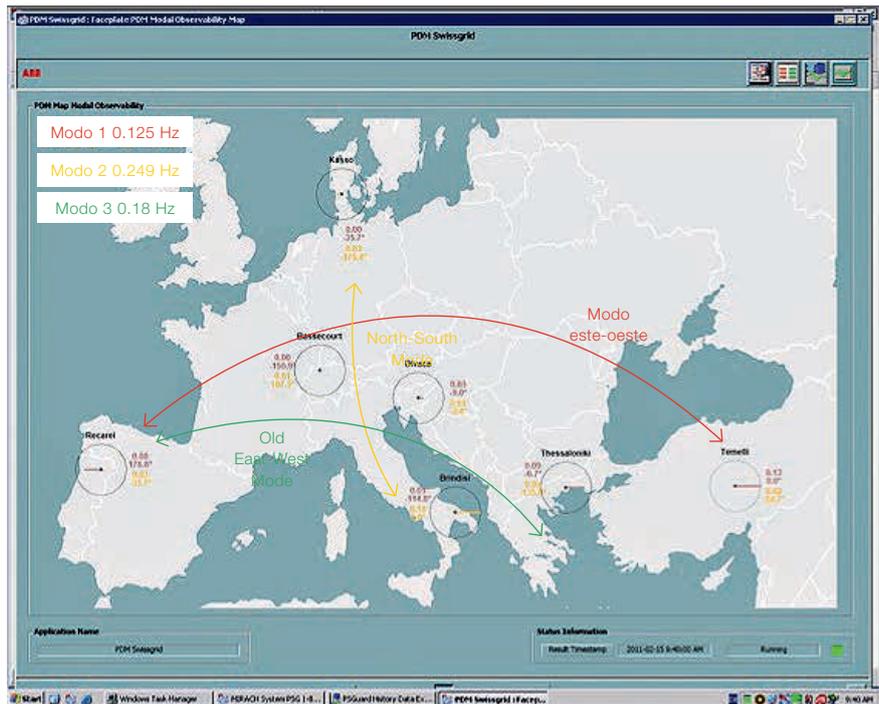
Sistema de supervisión de zonas extensas en la red suiza Swissgrid

Desde 2004, Swissgrid supervisa la red de transporte suiza con un sistema de vigilancia de grandes áreas PSGuard (WAMS) [3-6]. PSGuard posibilita la integración de PMU existentes o de nueva instalación en un WAMS, lo que permite que los datos de fasores, es decir, PMU, se recojan en una posición central. PSGuard es una plataforma de ABB para soluciones de grandes áreas basada en sincrofasores y permite a las compañías eléctricas introducir la tecnología WAMS por etapas con una inversión mínima. PS-Guard proporciona al operador visualizaciones de supervisión del sistema, tendencias y listas de sucesos y alarmas. El sistema de la red suiza se ha ido ampliando paulatinamente y ahora está interconectada con los sistemas PSGuard de Austria y Croacia, lo que permite el intercambio en tiempo real de datos de fasores. Además, se intercambian mediciones de fasores con sistemas WAMS de otros proveedores en Dinamarca, Eslovenia, Italia, Portugal, Grecia y Turquía. Los datos de fasores se transfieren empleando el protocolo estándar de sincrofasores (IEEE C.37-118) sobre una red de comunicaciones seguras Inter-TSO (operador de sistema de transporte).

DOMINAR LA FUERZA

ABB Review series, parte II

3 Mapa que muestra los modos entre áreas dominantes en la red ENTSO-E. Los círculos indican la localización de las mediciones de frecuencias PMU.



Desde septiembre de 2010, la red eléctrica turca se ha conectado al sistema ENTSO-E CESA. La conexión de Turquía ha producido un nuevo modo dominante.

En total, el sistema WAMS de Swissgrid recoge datos de 22 PMU con una resolución temporal de 10 Hz. La configuración establecida dispone ahora de una capacidad excelente para supervisar oscilaciones entre áreas en la Continental European Synchronous Area (CESA) de la ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad). La arquitectura del sistema jerárquico WAMS en la Swissgrid se presenta en → 2.

Oscilaciones entre áreas en el sistema eléctrico ENTSO-E

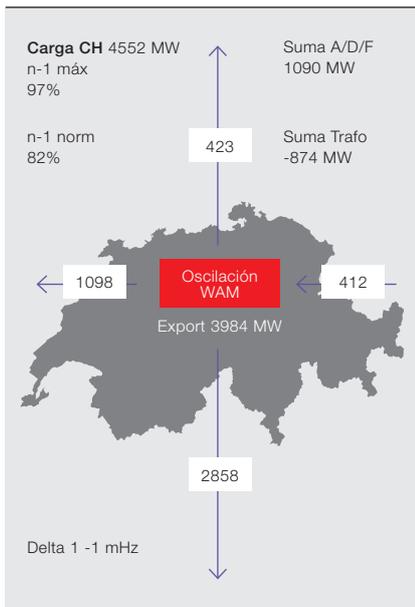
Un amplio sistema eléctrico interconectado tal como el ENTSO-E CESA, que llega hasta Portugal por el oeste, hasta Dinamarca por el norte, hasta Italia por el sur y hasta Turquía por el este, alberga muchos modos de oscilación. Estos modos van desde modos de centrales locales con una frecuencia relativamente alta entre 0,9 y 2 Hz hasta los modos lentos, dominantes entre áreas que se relacionan con diferencias en la velocidad coherente de generadores en una red completa y la de generadores de otras áreas de la red. Aunque la aplicación de supervisión de amortiguación detectará también modos locales, la investigación se centra aquí en los modos entre áreas. En septiembre de 2010, la red eléctrica

turca se conectó durante un periodo de prueba al sistema ENTSO-E CESA. La incorporación de Turquía ha producido un nuevo modo dominante.

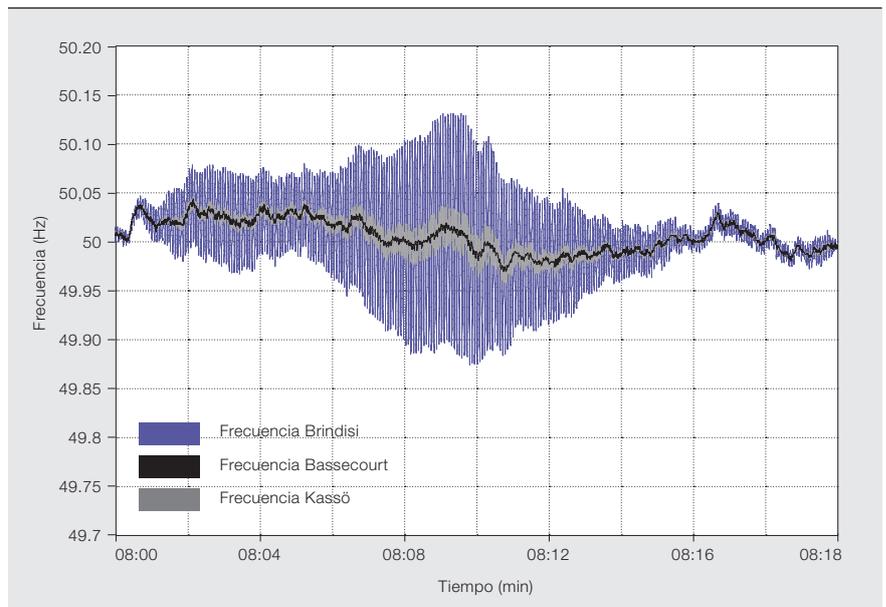
Una aplicación de supervisión de la amortiguación ha estado funcionando en Swissgrid desde diciembre de 2010 y ha supervisado continuamente la amortiguación y la frecuencia de los modos entre áreas en el sistema CESA. La aplicación se ha configurado para emplear medidas de frecuencia en tiempo real con una resolución temporal de 10 Hz desde las siete ubicaciones PMU que se indican con círculos en → 3. Esta figura presenta también los modos de oscilación entre áreas que ha detectado la aplicación de supervisión de la amortiguación en el sistema CESA.

El modo este-oeste implica el movimiento coherente de generadores en Portugal y España frente a los de Turquía. Este modo presenta normalmente una frecuencia de 0,13 a 0,15 Hz y se presentó tras la conexión de Turquía. En condiciones normales de funcionamiento, éste es el modo dominante con la energía más oscilatoria. Antes de la conexión, se realizaron estudios detallados de simulación y se tomaron medidas para asegurar

4 Pantalla del sistema SCADA durante una oscilación entre áreas detectada



5 Grabación de mediciones de frecuencias proporcionadas por el sistema WAMS en la red suiza Swissgrid con ocasión del suceso oscilatorio del 19 de febrero de 2011.



la amortiguación de este modo anticipado. Dichas medidas incluyeron, por ejemplo, el reajuste de estabilizadores del sistema eléctrico y la adición de métodos de shunt activos como compensación estática (STATCOM) y compensación estática de var (SVC) con módulos de amortiguación. Los registros realizados sobre el terreno empleando WAMS indican que dichas medidas han sido eficaces. La amortiguación estimada se encuentra la mayor parte del tiempo en el intervalo del 45 al 70 por ciento, lo que ABB considera adecuado [3].

Detección y reducción de oscilaciones críticas

Los modos dominantes descritos en → 3 son vigilados continuamente mediante análisis modales en línea e identificación de los parámetros relacionados. Si la amortiguación del sistema para uno de los modos significativos se hace demasiado baja y se presenta una gran amplitud de la oscilación durante más de unos pocos ciclos de oscilación, se transmiten alarmas específicas desde el WAMS al entorno SCADA (Control de supervisión y adquisición de datos) de Swissgrid. A continuación se informa a los operadores por medio de un cuadrado rojo que aparece en las principales presentaciones de información de SCADA como se muestra en → 4.

Como ejemplo, se produjo una oscilación entre áreas crítica el 19 de febrero de 2011, un domingo por la mañana, cuando el sistema eléctrico italiano osciló frente al resto del sistema continental europeo [7]. El suceso se produjo por la mañana temprano tras recomodar la generación para albergar una gran inyección de energía solar en el sur de Italia. A diferencia de las centrales eléctricas más convencionales, las centrales solares carecen normalmente de los sistemas de control necesarios para amortiguar oscilaciones. La inyección de electricidad solar se tradujo en una oscilación creciente → 5. Esta gran oscilación fue detectada correctamente por la herramienta de análisis PDM y se informó a los operadores inmediatamente. Los operadores pudieron entonces recomodar la generación para reducir la importación de electricidad a Italia pasados unos 8 minutos. Si la oscilación hubiese permanecido desconocida y se hubiese permitido que siguiera adelante, es probable que se hubiera producido una caída de la red eléctrica europea. Esto demuestra el valor de la tecnología de sincrofasores y de la nueva aplicación de supervisión para aumentar la seguridad del suministro eléctrico.

Mats Larsson

ABB Corporate Research
 Baden-Dattwil, Suiza
 mats.larsson@ch.abb.com

Luis-Fabiano Santos

ABB Power Systems,
 Substation Automation Systems
 Baden, Suiza
 luis-fabiano.santos@ch.abb.com

Referencias

- [1] M. Larsson, D.S. Laila, "Monitoring of inter-area oscillations under ambient conditions using subspace identification," PES '09, Calgary, 2009, pp. 1–6.
- [2] J. Turunen *et al.*, "Comparison of Three Electromechanical Oscillation Damping Estimation Methods," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2398–2407, 2011.
- [3] W. Sattinger *et al.*, "Operational Experience with Wide-Area Monitoring Systems," CIGRE 2006 Session, B5-216.
- [4] W. Sattinger *et al.*, "A new dimension in grid monitoring," Transmission & Distribution World, 2 2007, pp. 54–60.
- [5] A.G. Phadke, "The Wide World of Wide-area Measurement," IEEE Power & Energy Magazine, 2008, pp.52–65.
- [6] M. Zima *et al.*, "Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems," Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 5, 2005, pp. 980–996.
- [7] ENTSO-E, Analysis of CE Inter-Area Oscillation of 19th and 24th February 2011, September 2011.



Más detalles en ABB Review

La aplicación ABB Review contiene más fotografías y vídeos de este artículo.



Invasión: cero absoluto

La medición no invasiva de la temperatura mantiene todo en orden

TILO MERLIN, ANDREAS DECKER, JÖRG GEBHARDT, CHRISTIAN JOHANSSON – La mayoría de las mediciones realizadas en el proceso industrial son de temperaturas y presiones. Cerca de la mitad de las mediciones de temperatura se utilizan con fines de supervisión que aseguren la calidad del producto, aumenten el rendimiento del proceso y afirmen la seguridad de la planta. Prácticamente no hay procesos químicos en los que no se precise medir temperaturas. Hay numerosos instrumentos adecuados para la medición convencional de temperaturas y su coste ha disminuido a lo largo del tiempo gracias a la gran cantidad de ellos, al progreso tecnológico y a la competencia entre los fabricantes. Sin embargo, casi todos estos dispositivos son de naturaleza intrusiva. El sensor de temperatura de ABB no invasivo, sin cables y de energía autónoma, está cambiando ahora la visión de la detección industrial de temperaturas, como se ha mostrado en una reciente instalación piloto en la destilería de vodka de la compañía The Absolut Company en Suecia.

1 Primer transmisor para montaje en el interior del cabezal sensor (TR01)



2 Primer instrumento autónomo de temperaturas TSP331-W



El mayor avance tecnológico en la medición de la temperatura se produjo en el siglo XIX. Thomas Johann Seebeck (efecto termoelectrónico, 1820) y Carl Wilhelm Siemens (termómetro de resistencia de platino, 1871) fueron dos de los pioneros más destacados. Las actividades de ABB en las mediciones industriales de la temperatura se remontan a 1881, cuando Wilhelm Siebert fundió platino en la fábrica familiar de enrollado de cigarrillos en Hanau, Alemania y mecanizó el material en forma de hilos. Aunque sometido a una mejora continua, el diseño principal, con una cápsula de medición protegida del medio de proceso por un sumidero térmico resistente y un cabezal de conexión, ha cambiado poco con los años y muchos de los aparatos actuales se basan en esos descubrimientos iniciales.

ABB (Degussa en aquel momento) cambió la situación en 1978 con la incorporación de un transmisor electrónico dentro del cabezal de conexión → 1. Esto permitió combinar el circuito de medida y el elemento sensor, incluso en entornos hostiles, y reducir así la necesidad de

cables largos para el sensor, que tienden a ser sensibles a las interferencias electromagnéticas y afectan a la precisión del sensor y añaden ruido a la señal. Esta importante innovación abrió el camino a los sensores inteligentes distribuidos actuales, que proporcionan mediciones normalizadas y linealizadas a un sistema de control central [1].

Casi 40 años después, ABB ha vuelto a transformar el sensor de temperatura, haciéndolo autónomo por medio de la comunicación inalámbrica y de una fuente de alimentación de captación de energía

Ahora, ABB ha transformado una vez más el sensor de temperatura, convirtiéndolo en autónomo por medio de la comunicación inalámbrica y de una fuente de alimentación de captación de energía.

que alimenta el instrumento a partir del gradiente de temperaturas entre el proceso y sus proximidades → 2. ABB ha integrado estas dos tecnologías en la serie TSP300-W de instrumentos para temperatura totalmente autónomos. Esta innovación de ABB ha supuesto un hito importante en la detección de temperaturas y un elemento que facilita la comunicación inalámbrica en la automatización de procesos.

Pero los dispositivos industriales de medición de temperatura seguían presentando un inconveniente: el sumidero térmico.

Sumideros térmicos

El sumidero térmico protege la sensible cápsula de medición del flujo caliente, químicamente agresivo, abrasivo o a presión del interior de los tubos, calderas y vasijas → 3. Pero el sumidero térmico obstruye la circulación y provoca una caída de presión. Este fenómeno crea torbellinos de caída de presión aguas abajo del sumidero térmico → 4. La generación de torbellinos hace que el sumidero térmico vibre y, si la velocidad alcanza la frecuencia propia del conjunto, se produce resonancia y los esfuerzos dinámicos de flexión aumentan considerablemente.

Por lo que se refiere a la seguridad de la planta, los sumideros térmicos son la parte

más crítica de un instrumento de temperatura: con las altas velocidades y presiones de la circulación, los sumideros térmicos pueden romperse fácilmente si no están bien diseñados. Por ello, organismos como la ASME (American Society for Mechanical Engineers) han desarrollado normas que ayuden a los técnicos a seleccionar diseños adecuados. No obstante, para aplicaciones en que la norma no sea aplicable, el técnico es totalmente responsable del adecuado diseño de forma, longitud, diámetro, recubrimiento

Imagen del título

La medición no invasiva de temperaturas en los procesos industriales tiene muchas ventajas. ¿Cómo se hace?

3 Sumideros térmicos utilizados usualmente para aplicaciones de petróleo y gas exigentes



Además de las cuestiones de seguridad, un sumidero térmico representa un problema para el proceso: reduce la sección efectiva del tubo, y la caída de presión que ello causa puede provocar un mayor consumo de potencia de la bomba.

4 Generación alternante de torbellinos a un lado del sumidero térmico y después en el otro. El efecto es igual al que se ve también en una bandera que ondea al viento.



5 Medición no invasiva de temperatura con TSP341-W



y tipo de interfaz. En conjunto, ello lleva a un número mucho mayor de variantes, que se traduce en mayores costes, existencias y esfuerzo logístico.

Además de las cuestiones de seguridad, un sumidero térmico representa un problema para el proceso: Reduce la sección efectiva del tubo y la caída de presión que ello causa puede provocar un mayor consumo de potencia de la bomba. También constituye un obstáculo para la limpieza del tubo. Las plantas de alimentos, bebidas y productos farmacéuticos se resisten a utilizar sumideros térmicos, por el mayor riesgo de contaminación. En instalaciones que se transforman, hay que apagar las plantas y vaciar las conducciones antes de instalar aparatos intrusivos. Los sumideros térmicos tienen también un efecto perjudicial sobre la propia medición, ya que introducen una caída de temperatura entre el medio y el sensor, y latencia. Y con frecuencia son el componente más costoso y más difícil de montar, ya que suelen precisar soldadura.

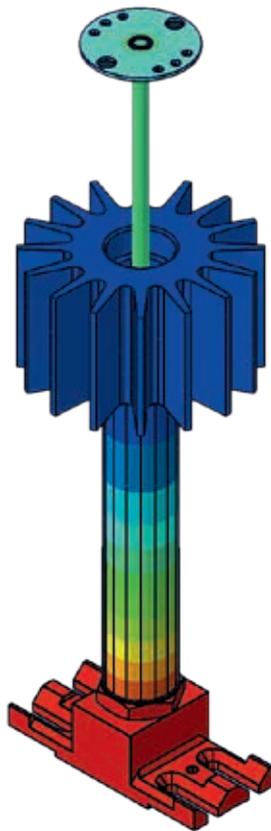
En 2010, en respuesta a alguno de estos problemas, ASME actualizó su norma básica para el cálculo de sumideros térmicos [2], lo que determinó la aparición de sumideros térmicos más resistentes, de mayor diámetro, materiales más fuertes y menor longitud. Pero estos cambios amplificaron las desventajas para la medición ya citadas.

Métodos no invasivos

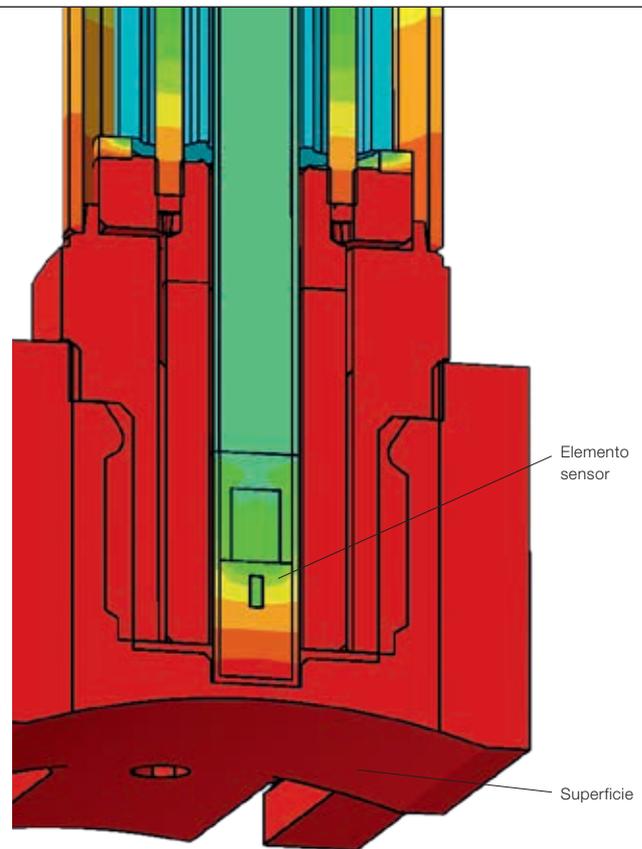
Se pueden eliminar los sumideros térmicos con una medición de temperatura no invasiva. Los instrumentos no invasivos no afectan a tubos ni vasijas, y presentan muchas ventajas:

- No hay que perforar tubos ni recipientes.
- No hay que vaciar la conducción para instalarlos.
- No hay que hacer soldaduras en el lugar de instalación ni hace falta permiso especial para zonas peligrosas.
- No hay riesgo de contaminación.

Estas ventajas tienen consecuencias importantes: los puntos de medida son ahora de fácil instalación y por ello se



6a Dispositivo completo



6b Interfaz con la superficie medida

pueden utilizar de forma temporal, como durante el montaje y la prueba de un nuevo proceso o, si hay problemas de producción, para análisis de causas. Tan pronto como se haya llegado a una situación satisfactoria, puede reducirse el número de puntos de medida a un valor técnico y económicamente apropiado a largo plazo.

¿Por qué no se han utilizado antes métodos no invasivos?

Hay buenas razones para no haber utilizado hasta ahora tecnologías no invasivas en la mayoría de las instalaciones de medición de temperaturas.

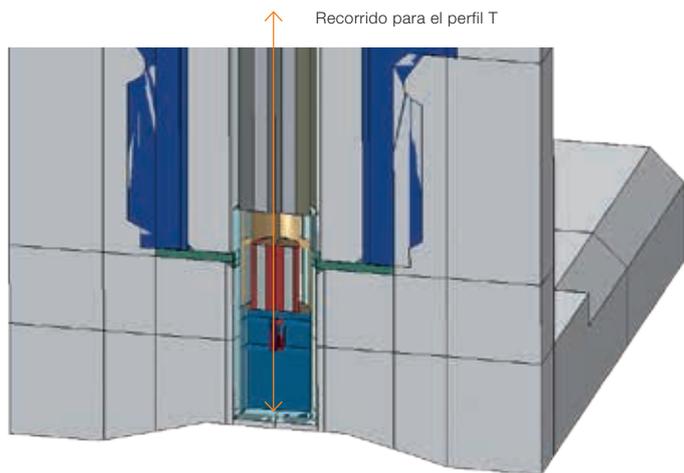
La forma más fácil de conseguir una medición no invasiva de temperatura sería fijar un instrumento existente a la superficie de una conducción o una vasija en vez de introducirlo en un sumidero térmico. Pero el sensor de temperatura queda más separado del medio del proceso, de forma que el tiempo de respuesta empeora y las condiciones ambientales influyen más en la medida.

Por lo tanto, un buen medidor no invasivo de temperaturas debe tener un diseño adecuado del recorrido térmico desde el proceso al sensor, lo que incluye todos los materiales y todas las interfaces a través de los que debe transmitirse el calor. También sería bueno que el instrumento existente (diseño de sumidero térmico) pudiera adaptarse para su ajuste ya que ello reduciría considerablemente el esfuerzo de desarrollo, reduciría el número de variantes y piezas adicionales y facilitaría las cosas al cliente en lo relativo a la familiaridad y la retención de la certificación.

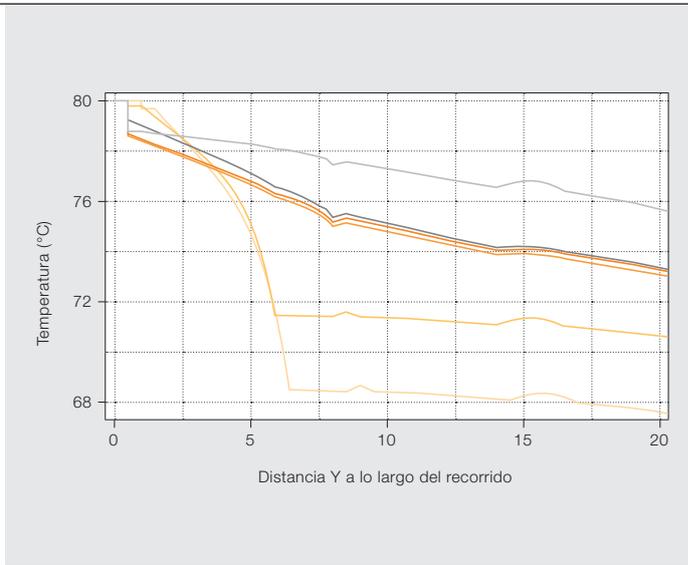
Un caso difícil

Se entregaron dos medidores de temperatura autónomos [3], no invasivos, a la empresa The Absolut Company en Nobelov, Suecia, para que explorase las capacidades del instrumento sin tener que interrumpir los procesos de su destilería de vodka → 5. Para reducir el esfuerzo de ABB, se fabricaron adaptadores para montar en las conducciones instrumentos existentes (con diseño de sumidero térmico) con cápsulas de longitud ajustada.

Se pueden eliminar los sumideros térmicos con una medición de temperatura no invasiva. Los instrumentos no invasivos no tocan conducciones ni vasijas.



7a Durante la medición se representa el campo de temperaturas a lo largo de un recorrido a través del dispositivo.



7b Perfiles de temperatura de muestra a través del dispositivo para varias iteraciones del diseño

Los sensores eran fáciles de integrar en el Extended Automation System 800xA de ABB existente, que incorpora un sistema de gestión de dispositivos.

Los sensores eran fáciles de integrar en el Extended Automation System 800xA de ABB existente. La plataforma de automatización System 800xA dispone de un sistema de gestión de dispositivos. Esto permite a los usuarios tener un solo sistema para explotación, ingeniería y gestión de dispositivos, con funciones como la configuración del instrumento y la supervisión del estado. Este planteamiento tiene ventajas considerables –menos horas de ingeniería, por ejemplo– puesto que la solución completa, incluyendo la configuración del aparato sobre el terreno, se integra en un sistema con flujo de trabajo de ingeniería común. Otra ventaja es la rápida puesta en servicio, ya que la comprobación completa de la señal puede realizarla una sola persona en una pantalla.

Tras la instalación, los técnicos de automatización de The Absolut notificaron que la recolección de energía y la comunicación inalámbrica estaban funcionando bien. Pero la precisión de medición y el tiempo de respuesta de los instrumentos no cumplían sus expectativas.

Mejora de las mediciones

Una serie de mediciones en The Absolut revelaron un cuadro detallado de la situación térmica en el instrumento y en su

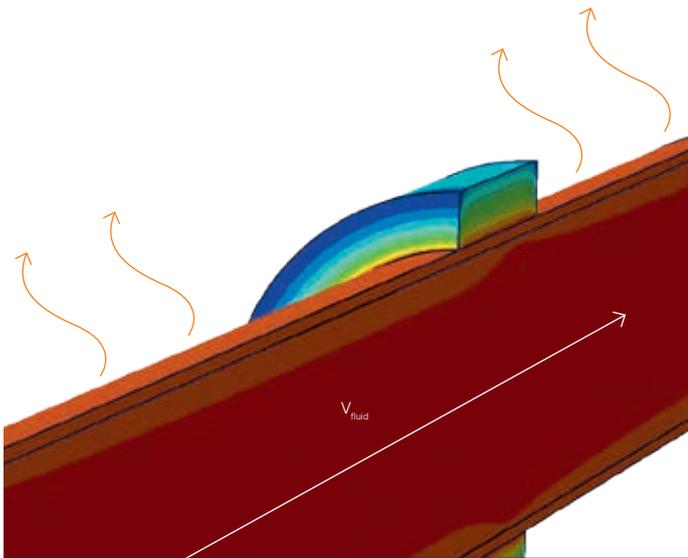
entorno, y en el adaptador que conecta el instrumento con la conducción. Una vez determinada la causa de los problemas en las mediciones, se mejoró y probó el diseño del adaptador. También se modificaron los materiales de la cápsula y la interfaz térmica. En la configuración final, se redujo el error de medida a cerca de 1 K (antes era de varios Kelvin). Al mismo tiempo se redujo el tiempo de respuesta en un 75 por ciento, lo que acercó ambos parámetros a lo habitual en un medidor de temperatura invasivo.

Modelización

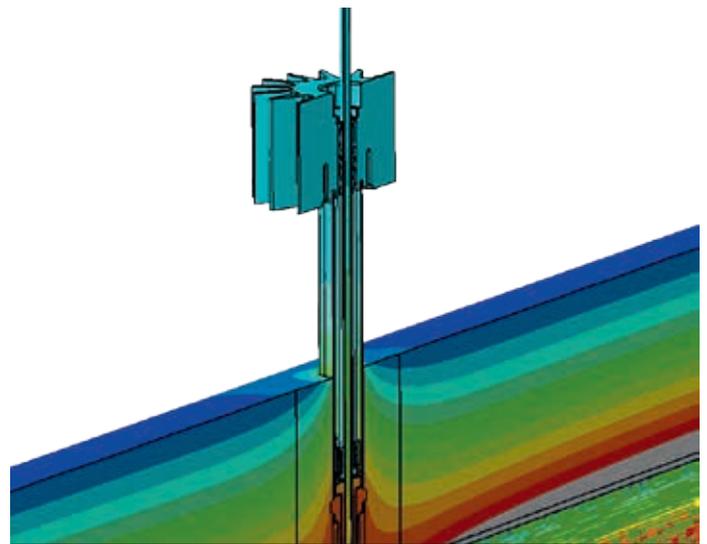
Para llegar a un buen diseño fue importante conocer el punto de medida y la consiguiente modelización y simulación de la situación térmica. Se emplearon simulaciones de elementos finitos y un

Se emplearon simulaciones de elementos finitos para identificar los parámetros de diseño relevantes.

amplio ajuste automático del modelo [4] para identificar los parámetros de diseño relevantes → 6. En los modelos se podían representar eficazmente geometría, materiales y propiedades de las interfaces → 7.



8a Distorsión del campo de temperaturas en el caso de un conducto que transporta fluido aislado localmente



8b Campo de temperaturas en la estructura y campo de velocidades en el fluido para una situación típica de medición

Además, fue importante conocer cómo afectan a la temperatura del sensor detalles del punto de medida como distintos tipos de aislamiento o distintas condiciones de flujo. Estas influencias se estudiaron por medio de cálculos conjugados de la transferencia de calor modelizando la circulación de un fluido caliente o frío a lo largo de un tubo donde está montado el instrumento y/o donde se aplica al tubo un aislamiento homogéneo axialmente o variable espacialmente. Los campos de temperatura típicos generados con estos cálculos se muestran en → 8.

Instalación sencilla

El adaptador de nuevo diseño se puede montar en tubos de diámetros muy distintos; basta ajustar la longitud de las abrazaderas (simples tiras de acero), lo que reduce mucho el número de variantes y aumenta la flexibilidad. La menor complejidad del diseño ahorra mecanización y facilita la instalación, una cualidad muy útil en lugares de acceso difícil. La instalación no requiere calibración ni mucha parametrización.

Tras esta optimización, The Absolut Company instaló cuatro unidades TSP341-W y se confirmaron las mejoras previstas en la precisión de las medidas y el tiempo de respuesta.

Una nueva flexibilidad

La medición de temperaturas no invasiva, inalámbrica y de energía autónoma nos lleva a una nueva era de flexibilidad. Esta

facilidad para medir temperaturas e integrarlas en System 800xA DCS hacen accesibles aplicaciones que añaden mucho valor y que tradicionalmente han sido difíciles de justificar por su coste. Son ejemplos de este tipo de aplicaciones la instrumentación a corto plazo de procesos durante la optimización y los ejercicios de mejora continua o las iniciativas de eficiencia energética. Otro ejemplo es dotar al supervisor de recursos (HXAM) del intercambiador de calor del System 800xA de ABB, una herramienta de supervisión del estado que identifica las variaciones de prestaciones y la degradación operativa, de las entradas de temperatura necesarias para mejorar el rendimiento energético y reducir los costes de mantenimiento. En instalaciones grandes, un mejor rendimiento del intercambiador de calor rinde ahorros de energía considerables.

Solo las aplicaciones con gradientes espaciales o temporales extremos dificultan salvar la distancia que todavía media entre los comportamientos del sensor no invasivo y su equivalente invasivo, tanto en precisión como en tiempo de respuesta. El siguiente paso lógico, una vez agotadas las opciones termomecánicas, es emplear algoritmos avanzados basados en modelos que puedan corregir la medida.

Tilo Merlin

ABB Process Automation,
Measurement and Analytics
Frankfurt, Alemania
tilo.merlin@de.abb.com

Andreas Decker

Jörg Gebhardt
ABB Corporate Research
Ladenburg, Alemania
andreas.decker@de.abb.com
joerg.gebhardt@de.abb.com

Christian Johansson

ABB Process Automation, Control Technologies
Malmo, Suecia
christian.johansson@se.abb.com

Referencias

- [1] *Industrial temperature measurement, basics and practice*, Handbook for customers, ABB Automation Products, (2008).
- [2] *Thermowells*, ASME standard no. PTC 19.3 TW-2010.
- [3] M. Ulrich *et al.*, "Autonomous wireless sensors for process instrumentation," in GMA / ITG – Fachtagung: Sensoren und Messsysteme 2012, Nuremberg.
- [4] J. Gebhardt and K. König, "Model-based development for an energy-autonomous temperature sensor," in VDI/VDE Mechatronik 2013, Aachen, Germany, 2013, pp. 177–181.

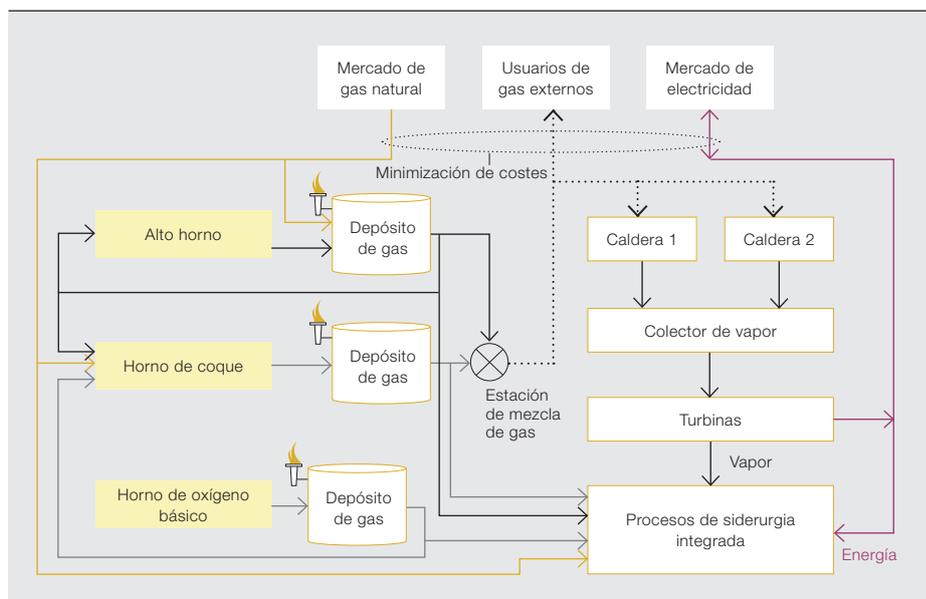


Optimización de los flujos de energía

Mayor eficiencia energética en la siderurgia modelizando y gestionando flujos de energía con cpmPlus Energy Manager de ABB

JOUKO KARJALAINEN, TONI KYMÄLÄINEN, JUHA MÄNTYSAARI, TUA KAUPPALA – La energía supone cerca del 20 por ciento del coste total de producción en una acería integrada. La eficiencia energética es, por tanto, crucial para la rentabilidad. Dentro de la acería, la energía se distribuye a través de

redes complejas que conducen electricidad, vapor, subproductos gaseosos y combustibles importados. Conocer este sistema y controlarlo de forma óptima es la clave para mejorar la eficiencia energética y la competitividad y reducir el impacto ambiental.



La producción de hierro y acero exige redes complejas para conducir sin fallos diversas calidades y mezclas de gases a gran número de procesos consumidores → 1. Por la naturaleza crítica de la programación de la producción, estos gases deben estar siempre disponibles cuando se necesiten. Esto exige depósitos de almacenamiento de gas para compensar carencias o excesos temporales.

Cuando la demanda de gas supera el suministro, hay que adquirir más combustible a los precios volátiles, y normalmente más altos, del mercado. Cuando el suministro supera la demanda, el exceso de gas debe quemarse fuera de los depósitos. Esto desperdicia energía y aumenta la huella de carbono de la planta.

Además de las necesidades del proceso, muchas acerías tienen centrales eléctricas con calderas alimentadas con una mezcla de combustibles que incluye subproductos gaseosos de altos hornos, hornos de coque y hornos de oxígeno básico. Esta

necesidad de energía se equilibra con electricidad adquirida de la red para completar la demanda total de la planta. Si la planta pudiera predecir con precisión esta demanda de energía eléctrica, podría adquirirse a un precio inferior.

El problema es, por lo tanto, optimizar el sistema energético completo de la planta para satisfacer las necesidades de todos sus consumidores con el coste mínimo. Así se quemarían menos gases, se compraría menos electricidad y a un precio más bajo y menos combustible.

Solución sistemática

Como las distintas formas de energía generada y consumida en una acería son muy interdependientes, tiene sentido optimizarlas considerándolas como un todo. Esto puede producir el mayor beneficio para la competitividad de la acería en términos de costes de energía y emisiones de carbono, y minimizar las penalizaciones por subestimar o sobrestimar la demanda.

cpmPlus Energy Manager (EM) de ABB es una solución de software que modeliza y visualiza todos los flujos de energía de la planta. Calcula la programación óptima de la distribución de subproductos gaseosos a los consumidores del proceso y a las calderas de la central. Esta optimización asegura un 100 por ciento de disponibilidad de subproductos gaseosos y minimiza la combustión innecesaria.

El problema es optimizar todo el sistema energético de la planta para satisfacer las necesidades de todos sus consumidores al coste mínimo.

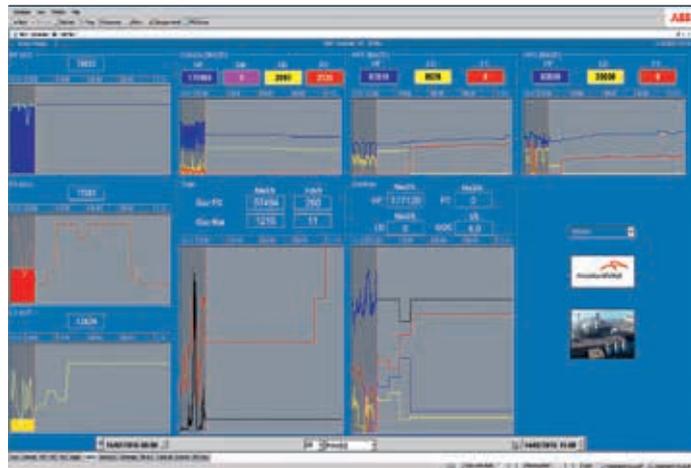
Además, cpmPlus EM admite procesos de planta, como la configuración de la red de gas y las estaciones de mezcla, y consideraciones financieras, incluidos los costes de arranque de las calderas. Esto ayuda a mantener una eficiencia energética óptima a pesar de las variaciones imprevistas de la producción o la volatilidad de los precios de la energía. El sistema también puede ayudar a optimizar la exportación de electricidad o de subproductos gaseosos cuando ello sea factible y económico.

Herramientas de modelización eficientes

En cpmPlus EM, el principio de modelización se llama red de flujos económicos (EFN). Las herramientas de la EFN configuran gráficamente el modelo del sistema energético como una red de flujos interconectados representado cada uno de ellos por un conjunto de valores y un pre-

Imagen del título

Con circulaciones complicadas de electricidad, vapor y gas, la topografía energética de una acería es compleja. ¿Cómo ayuda cpmPlus Energy Manager de ABB a dominar la complejidad de la circulación de energía y a mejorar la eficiencia?



Como las distintas formas de energía generada y consumida en una acería son muy interdependientes, tiene sentido optimizarlas considerándolas como un todo.

cio unitario. Se pueden especificar restricciones lógicas para las diversas condiciones del proceso. Según el modelo configurado, se plantean y resuelven automáticamente los problemas de optimización mediante un programa de resolución de programación lineal mixta-entera (MILP).

Cuadro de control de la eficiencia energética

Otra característica de cpmPlus EM son los cuadros de control del rendimiento energético, que van desde el nivel de cada proceso hasta la planta completa → 2-3. Esto permite supervisar y designar indicadores de eficiencia energética y analizar e informar para verificar las mejoras de rendimiento que se obtienen con las actividades y los proyectos ejecutados.

Cuadros de control específicos de cada estación de producción permiten a los operadores actuar sobre las desviaciones del óptimo frecuentemente ocultas tras los flujos de energía y materiales. Los operadores pueden asimismo validar las programaciones previstas para la demanda de gas, electricidad y vapor y la generación de subproductos gaseosos comparando con la programación de producción del día.

Al mismo tiempo, los operadores de las centrales eléctricas pueden emplear los resultados de la optimización para seleccionar la mejor combinación de generación de la planta y de suministro externo. Esto permite controlar la eficiencia energética como un indicador clave del rendimiento, así como de la calidad y cantidad de la producción.

Las programaciones de central y procesos calculadas por cpmPlus EM pueden asimismo aplicarse automáticamente enviando los puntos de consigna establecidos a los niveles de control de procesos avanzados, que a continuación coordinan los sistemas de control de las centrales para hacer funcionar los procesos de forma óptima.

Estudio de un caso en la acería ArcelorMittal

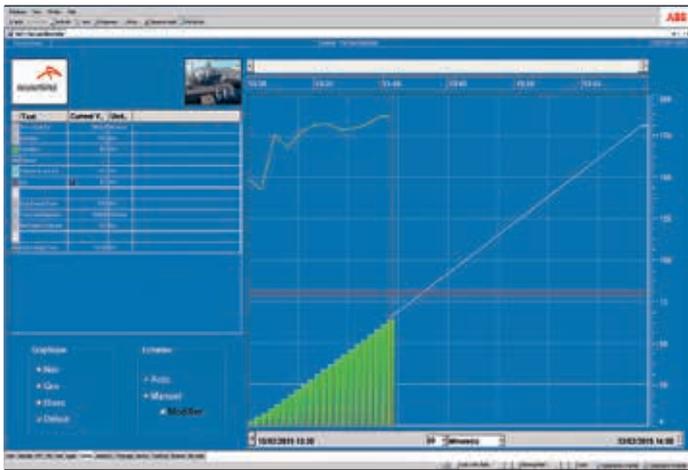
Las acerías utilizan sistemas de planificación de la producción para poder fabricar sobre pedido. En la acería de ArcelorMittal de Fos-sur-Mer, en Francia, un sistema de ese tipo ha permitido a la empresa planificar la producción y predecir el consumo de energía en el proceso de planificación de la producción. No obstante, la acería se fijó un objetivo más ambicioso: optimizar la compra de energía, el rendimiento del vapor y el consumo de subproductos gaseosos y optimizar así el consumo de energía de todo el proceso de fabricación de acero.

El propio centro de investigación de ArcelorMittal ha realizado estudios preliminares y ha desarrollado modelos para controlar la energía y los subproductos gaseosos de la acería. Tenían requisitos y expectativas claros del proceso de modelización, pero seguían necesitando un proveedor industrial adecuado.

Modelo de prototipo acertado

ArcelorMittal eligió a ABB porque no había otro proveedor con un producto equivalente a escala industrial. El proyecto era exigente, pero el equipo de ABB lo abordó de forma sistemática y basó la modelización en las investigacio-

4 Vista de supervisión de línea eléctrica de enlace



5 Vista de previsión de electricidad del departamento



nes preliminares de ArcelorMittal y en el estudio de un caso práctico. En cuanto ABB completó la modelización del prototipo, presentó el trabajo a ArcelorMittal para su evaluación, y fue aprobado.

Percepciones e innovaciones

El fin último del proyecto era modelizar la totalidad de la adquisición de energía y los procesos de producción de la acería. Como ya se ha mencionado, el proceso de fabricación de acero incluye producción y consumo de gases. Suele pensarse que la acería compra energía externa sólo en forma de electricidad y vapor, pero esta vez el proceso de modelización cubría asimismo la gestión de subproductos gaseosos y gases obtenidos en otro sitio. El sistema de ABB indica cuánto gas hay que adquirir en fuentes exteriores.

El sistema se encuentra en uso permanente en un entorno industrial y, por lo tanto, afronta dificultades especiales. Era necesario prestar una atención especial a la búsqueda de soluciones óptimas de alta calidad de forma fiable y rápida mientras los datos de entrada varían constantemente.

En el caso de ArcelorMittal, había que calcular continuamente el horizonte temporal de optimización. En otras palabras, el plan óptimo de producción se debe resolver repetidamente de forma continua. En el contexto de la modelización de la optimización esto es una dificultad importante; para lograrlo, y ABB tuvo que desarrollar técnicas y soluciones completamente nuevas.

Soluciones técnicas para la optimización a escala industrial

El sistema entregado a la acería de ArcelorMittal incorpora tres soluciones técnicas que apoyan una optimización rápida y de gran calidad con datos de entrada variables: optimización en dos niveles con un modelo de base heredado a distintos niveles temporales; enfoque con un horizonte temporal deslizante; y empleo de parámetros de búsqueda múltiples para los programas de resolución.

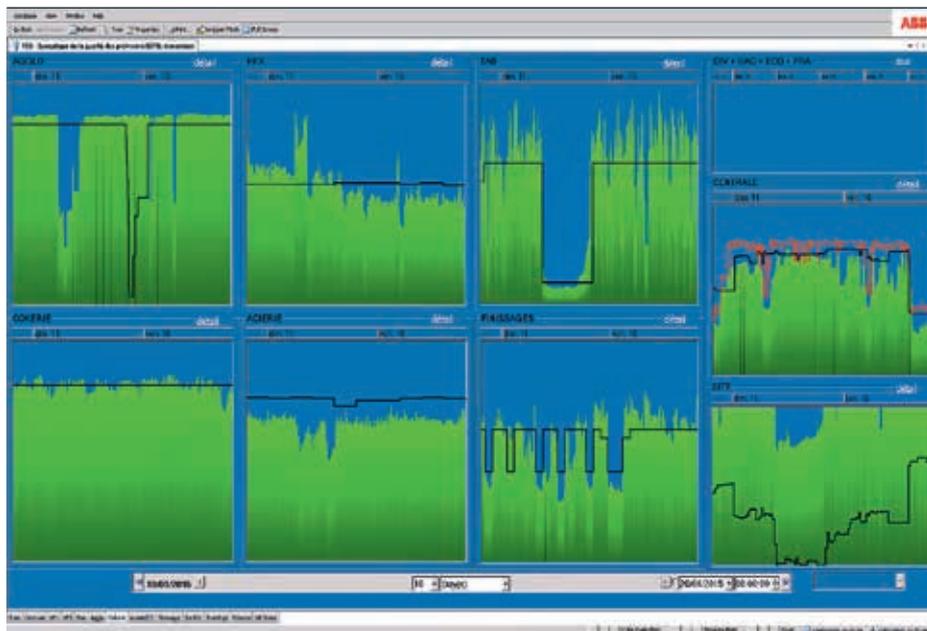
Optimización de dos niveles con el modelo de base heredado

Para hacer posible la optimización continua de todo el proceso de generación de energía era necesario inicialmente adoptar decisiones sobre el estado de los principales equipos de la planta de producción proyectando al futuro una resolución en bruto. A partir de esto se pudo calcular el uso de equipos de almacenamiento de energía como calderas o depósitos de gas con una resolución más fina.

Para ello se usó una modelización en dos resoluciones temporales distintas: una de 2 horas, en la que se fijaban los estados óptimos de equipos clave como las calderas, y otra de 30 minutos, en la que se consideraban dichos estados como dados y se llevaba a cabo una optimización muy detallada de funcionamiento continuo. Los modelos empleados en ambas resoluciones temporales se heredan de un modelo de base con estructuras y limitaciones comunes.

Como la electricidad se factura en Francia por periodos de 30 minutos, el cliente exigía que el sistema se actualizara dos veces a lo largo de ese tiempo, aproxima-

cpmPlus Energy Manager de ABB modeliza y visualiza la circulación de energía de toda la planta. Calcula la programación óptima de la distribución de subproductos gaseosos a los consumidores del proceso y a las calderas de la central.



damente cada 15 minutos. En este nivel de 30 minutos es posible adoptar decisiones importantes sobre el estado y resolver la utilización con dos días de antelación. El plan de dos días proporciona datos optimizados para toda la adquisición de energía externa, previsiones de electricidad y gas y niveles de depósitos de gas. El sistema permite asimismo la supervisión por adelantado del plan semanal.

Horizonte temporal deslizante

La segunda técnica incorporada al sistema suministrado a la acería ArcelorMittal fue el horizonte temporal deslizante. Cuando se utilizan datos que se actualizan cada media hora para predecir con dos días de antelación, este pronóstico no puede hacerse en un solo paso que incorpore todo el horizonte temporal en el modelo. Esto utilizaría demasiados recursos y emplearía mucho tiempo para la optimización. El método del horizonte temporal deslizante contempla un intervalo menor y propone una solución inicial. Luego se introduce esta solución en el sistema, se desplaza el intervalo temporal un periodo hacia adelante y se repite el proceso. Esto se hace hasta procesar todo el intervalo de dos días.

Por lo tanto, el horizonte temporal se adelanta un periodo cada vez. Esto mantiene la continuidad de los resultados a lo largo del tiempo y aporta soluciones más estables. Si se optimiza de una vez un periodo completo de 24 horas, se pierde

la continuidad de un día al siguiente porque el factor determinante es el intervalo de tiempo de 24 horas y el modelo de optimización no puede “ver” suficientemente lejos.

Amplia selección de parámetros de búsqueda del programa solucionador

La tercera técnica ha hecho posible conseguir una solución numérica suficientemente rápida con datos de entrada variables. La mayor parte del tiempo, el sistema puede resolver rápidamente problemas de optimización con una selección dada de parámetros. Pero hay ocasiones en que los tiempos de resolución son largos. El equipo de ABB tuvo la idea de permitir que el sistema enviara los problemas simultáneamente a dos programas solucionadores distintos con distintos parámetros de búsqueda. Se trata entonces de esperar hasta ver cuál de los dos encuentra una solución antes y cancelar el más lento. Este método competitivo se repite constantemente a lo largo del tiempo, en línea con los requisitos de un sistema a escala industrial.

cpmPlus EM busca de forma objetiva la solución más económica

cpmPlus EM presenta al operador la forma más económica de llevar la acería. También puede identificar prácticas de explotación completamente nuevas → 4–6. Este fue el caso de las turbinas de Fos-sur-Mer: el sistema de ABB sugirió una práctica que difería considerablemente de lo que se había hecho

cpmPlus EM admite procesos de planta como la red de gas y la configuración de estaciones de mezcla, y consideraciones financieras, como los costes de puesta en marcha de las calderas.

anteriormente. Se adoptó en la acería este nuevo método.

La optimización de todos los procesos de adquisición de energía ha aportado ahorros importantes en materias primas y costes en la acería de ArcelorMittal en Fos-sur-Mer, impulsando la productividad del proceso de fabricación de acero. En la actualidad, el resultado más claramente visible es una mejora de alrededor del 15 por ciento en la precisión de las predicciones de adquisición de electricidad externa para la acería. Esto se traduce en ahorros de unos 15.000 euros (17.000 dólares) al mes (promedio a lo largo de 2013).

Jouko Karjalainen

Toni Kymäläinen

Juha Mäntysaari

Tua Kauppala

ABB Process Automation, Process Industries
Helsinki, Finlandia

jouko.karjalainen@fi.abb.com

toni.kymalainen@fi.abb.com

juha.mantysaari@fi.abb.com

tua.kauppala@fi.abb.com

Consejo de redacción

Claes Ryttoft

Director de Tecnología
I+D y tecnología del Grupo

Ron Popper

Jefe de Responsabilidad empresarial

Christoph Sieder

Responsable de comunicaciones corporativas

Ernst Scholtz

Director de Estrategia de I+D
I+D y tecnología del Grupo

Andreas Moglestue

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

Editorial

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

ABB Technology Ltd.

ABB review

Affolternstrasse 44

CH-8050 Zúrich

Suiza

abb.review@ch.abb.com

ABB Review se publica cuatro veces al año en inglés, francés, alemán y español. ABB Review es una publicación gratuita para todos los interesados en la tecnología y los objetivos de ABB. Si desea suscribirse, póngase en contacto con el representante de ABB más cercano o suscríbese 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.

Editorial y copyright © 2015

ABB Technology Ltd.

Zúrich, Suiza

Impresión

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH

AT-6850 Dornbirn/Austria

Diseño

DAVILLA AG

Zúrich, Suiza

Cláusula de exención de responsabilidad

Las información contenida en esta revista refleja el punto de vista de sus autores y tiene 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 1116

Innovación

Se dice que la necesidad es la madre de la invención. ¿Será el déficit el padre? Los déficits económicos, de recursos, físicos y de muchos otros tipos plantean continuamente dilemas y obstáculos a la vida y la iniciativa humanas. Pero lejos de limitar el progreso, es a menudo la existencia de tales condiciones restrictivas la que inspira a algunas personas a superarlas y la que crea un medio favorable a la innovación.

Las limitaciones que ahora deben afrontar las personas y las empresas son múltiples y cambiantes, y esto motiva a ABB y a sus ingenieros y científicos para innovar continuamente en busca de un mundo mejor. Por eso ABB Review dedica el primer número de cada año a celebrar la innovación. El número 1 de 2016 recogerá las innovaciones más recientes de ABB. Desde la generación eléctrica hasta el smartphone, compartiremos y exploraremos los avances de ABB.



Edición para tablet

ABB Review también en su tablet. La encontrará en <http://www.abb.com/abbreview>



Manténgase informado

¿Alguna vez se ha perdido un número de ABB Review? Regístrese para recibir un aviso por correo electrónico en <http://www.abb.com/abbreview> y no vuelva a perderse ningún número.

Cuando se registre para recibir este aviso, recibirá también un correo electrónico con un enlace de confirmación. No olvide confirmar el registro.

Innovación



- 6 Lo más destacado en innovación**
Las innovaciones más destacadas de ABB para 2015
- 11 Explotación de la información**
Nuevas técnicas de datos para mejorar el servicio de una planta
- 16 La emulación al rescate**
El marco de emulador virtual simplifica la prueba del sistema de control de proceso
- 22 Construir mejor**
Tecnología para construir edificios inteligentes
- 27 Una herramienta de servicio en desarrollo**
ServicePort™ de ABB presta servicios avanzados a muchos clientes en todo el mundo
- 32 Misión ampliada**
El 800xA Simulator de ABB se está utilizando actualmente a lo largo de todo el ciclo de vida de un sistema de automatización
- 37 La aparamenta se renueva**
El cambio a aparamenta inteligente en subestaciones primarias y secundarias
- 42 Suavizar los picos**
Los algoritmos de optimización integrados ahorran costes de calentamiento
- 48 Ventanas al viento**
Una interfaz de usuario efectiva para la explotación de parques eólicos
- 53 Condensadores liberados**
El nuevo condensador cilíndrico QCap de ABB mejora los factores de potencia
- 60 ABB en breve**
- 63 De los archivos de ASEA**
Recuerdos de un siglo en prensa

Energía solar



- 6 Del generador al enchufe**
ABB en primera línea de la generación fotovoltaica
- 10 Un lugar al sol**
Retos y perspectivas para el futuro de la energía solar
- 16 Una visión de altura**
Movido solo por el sol, el avión Solar Impulse 2 demuestra que hay alternativas a los combustibles fósiles
- 20 Juegos de equilibrio**
El control de la optimización estabiliza la producción de microrredes solares e híbridas
- 27 Un futuro brillante**
El almacenamiento de energía transforma el paradigma solar
- 33 Soluciones en evolución**
Tendencias tecnológicas y objetivos de diseño para la próxima generación de inversores fotovoltaicos
- 38 Automatización y servicios durante la vida útil**
Un enfoque holístico de la automatización, la explotación y el mantenimiento de una central fotovoltaica
- 43 Todos a una**
Integración en la red de las energías renovables distribuidas
- 50 Necesidad creciente**
Riego asequible con bombas solares de ABB
- 53 Transformación de ingresos**
La tecnología de ABB reduce las pérdidas del transformador
- 58 Componentes de nueva generación**
Componentes avanzados de baja tensión para la nueva generación de aplicaciones solares PV de 1500 V CC
- 60 Autogeneración**
La electricidad fotovoltaica desempeña un papel esencial en la tecnología Active Site de ABB
- 64 Firme como una roca**
Dos productos PCS100 AVC ahora diseñados para distintas aplicaciones
- 68 Seguros y potentes**
Transformadores secos para transporte secundario

Producción estable



- 7 YuMi®**
Presentación del primer robot con dos brazos realmente colaborador del mundo que cambiará radicalmente las cadenas de montaje
- 12 La salud de los transformadores en la práctica**
Maximizar la fiabilidad de un transformador dentro de un presupuesto
- 18 Fragmentación de la carga**
La producción flexible ahorra costes de energía
- 25 Agitación**
ArcSave® aumenta la productividad y reduce los costes en hornos de arco eléctrico
- 32 El mejor amigo de un motor**
La separación entre arranque suave y accionamiento se estrecha
- 35 Media tensión, máxima prestación**
UPS de media tensión PCS100 de ABB
- 39 El caso Windows**
Windows XP ha agotado su ciclo de vida ¿cuáles son las consecuencias?
- 42 PASS da un paso adelante**
La tecnología de aparamenta híbrida de ABB está ahora disponible para 420 kV
- 48 Vida inteligente**
La automatización del hogar más fácil que nunca con ABB-free@home®
- 50 Cable a la vista**
Conectores y soluciones precableadas aumentan la productividad
- 52 Domeñar la fuerza**
El control avanzado logra una disponibilidad y un rendimiento elevados dominando la inestabilidad compleja
- 55 Combatir las oscilaciones**
Métodos activos avanzados de amortiguación en convertidores eléctricos de media tensión controlan las oscilaciones eléctricas
- 60 Premio de investigación de 300.000 dólares**
ABB ha creado un premio para apoyar la investigación postdoctoral sobresaliente
- 62 Su opinión cuenta**
Cómo pueden los lectores hacer que ABB review sea aún mejor

Integración de renovables



- 6 Cuestiones capitales**
Por qué el futuro de las energías renovables depende de los costes de capital y otras preguntas sobre este tipo de energías
- 13 Symphony lleva la batuta**
Symphony® Plus flexibiliza y optimiza las centrales eléctricas convencionales y de energías renovables
- 18 Vientos cambiantes**
Nuevas tecnologías para el control de turbinas y parques eólicos
- 24 Realidad virtual**
El sistema de control y optimización centralizado de ABB hace rentables las centrales virtuales
- 29 Mejora potencial**
Tecnologías de transporte para apoyar la integración de las energías renovables
- 34 Regular los altibajos**
Mayor capacidad de red para conectar energías renovables
- 43 Almacenamiento de energía**
Ventajas que no se limitan a la integración de las energías renovables
- 50 Asesoramiento sobre el código de red**
ABB y sus consultores expertos en electricidad ayudan a integrar las energías renovables y a cumplir los códigos de red
- 57 Equilibrar las oscilaciones**
Supervisión en tiempo real y eliminación de las oscilaciones entre áreas en grandes sistemas eléctricos interconectados
- 62 Invasión: cero absoluto**
La medición no invasiva de la temperatura mantiene todo en orden
- 68 Optimización de los flujos de energía**
Mayor eficiencia energética en la siderurgia modelizando y gestionando flujos de energía con cpmPlus Energy Manager de ABB
- 74 Índice 2015**
Resumen del año

Colocar aquí la etiqueta de la dirección



¿Conectar las fuentes renovables a la red?

Las fuentes de energía renovables son vitales para equilibrar la mayor demanda de electricidad con el mínimo impacto ambiental. Resolviendo problemas como el suministro intermitente y la conexión en zonas aisladas, ABB ha integrado en la red más de 200 gigavatios de generación hidroeléctrica, eólica y solar, suficiente para atender las necesidades de casi 70 millones de personas. Ofrecemos una gama de productos, sistemas y servicios de generación, transporte y distribución de electricidad que contribuye a aumentar la capacidad, la fiabilidad y la eficiencia y a reducir el impacto ambiental. Con un patrimonio de 125 años de innovación tecnológica, ABB sigue conformando la red del futuro. Encontrará más información en <http://www.abb.com>

Naturalmente.