

# HVDC

ABB, de pionero a líder mundial  
Gunnar Asplund, Lennart Carlsson

En 1954, cuando gran parte de Europa se encontraba ampliando su infraestructura de suministro eléctrico para mantener el ritmo de la creciente demanda, se producía silenciosamente a orillas del Mar Báltico un acontecimiento que afectaría a largo plazo a la transmisión de energía a larga distancia. Cuatro años antes, la organización estatal sueca de energía eléctrica, Swedish State Power Board, había adjudicado el pedido de un enlace de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) (el primero de carácter comercial del mundo) para su construcción entre el territorio continental de Suecia y la isla de Gotland. En ese año, 1954, se estaba poniendo en marcha.

En la actualidad, ABB recuerda con orgullo sus muchas aportaciones a la tecnología HVDC. Desde el tendido de aquel primer cable submarino de 90 kilómetros de longitud, 100 kV y 20 MW, nuestra compañía se ha convertido en líder mundial indiscutible del sistema de transmisión HVDC. De los 110.000 MW de capacidad de transmisión HVDC que hoy se encuentran instalados en todo el mundo, más de la mitad los ha suministrado ABB.



## ETERNOS PIONEROS

Con la llegada de la bombilla eléctrica a los hogares y fábricas de Europa y Estados Unidos a finales del siglo XIX, la demanda de electricidad creció tan rápidamente que tanto los ingenieros como los empresarios tuvieron que buscar apresuradamente formas eficaces de generarla y transmitirla. Los pioneros de esta nueva tecnología ya habían realizado algunos progresos (la transmisión de energía a unos pocos kilómetros de distancia ya se consideraba una proeza) cuando se encontró una respuesta a la creciente demanda: la energía hidroeléctrica.

Casi inmediatamente, el interés se dirigió a encontrar formas de transportar a mayores distancias esta electricidad barata hasta los consumidores.

### Primero corriente continua, después corriente alterna

Las primeras centrales eléctricas de Europa y EE.UU. suministraban electricidad por medio de corriente continua (CC) de baja tensión, pero los sistemas de transmisión que utilizaban no eran eficientes. La razón es que gran parte de la energía eléctrica generada se perdía en los cables. La corriente alterna (CA) ofrecía más eficiencia, puesto que se podía transformar fácilmente a tensiones más altas y las pérdidas de energía eran mucho menores. Así se creó el marco idóneo para la transmisión de corriente alterna de alta tensión (HVAC) a larga distancia.

En 1893, la HVAC recibió un nuevo impulso al introducirse la transmisión trifásica. A partir de ese momento fue posible garantizar un flujo uniforme, no pulsante, de energía eléctrica.

Aunque la corriente continua había quedado marginada en la carrera por desarrollar un sistema de transmisión eficaz, los ingenieros nunca abandonaron la idea de utilizar la CC. Continuaron los intentos de crear un sistema de transmisión de alta tensión con generadores de CC conectados en serie y motores de CC en el punto de recepción, también en serie, todos ellos trabajando sobre el mismo eje.

Simulador analógico utilizado en el diseño de los primeros sistemas de transmisión HVDC



El sistema funcionaba, pero no era satisfactorio desde el punto de vista comercial.

### Dominio de la CA

A medida que los sistemas de CA crecían y la energía se generaba cada vez más lejos de donde vivían y trabajaban los consumidores, se instalaron largos tendidos aéreos por los que fluía CA a tensiones cada vez mayores. Para superar las extensiones de agua se creó el cable submarino.

Sin embargo, ninguno de estos medios de transmisión estuvo exento de problemas. En concreto, los problemas que provocaba la energía reactiva que oscilaba entre las capacitancias y las inductancias de los sistemas. En consecuencia, los planificadores de sistemas de energía eléctrica volvieron a considerar la posibilidad de transmitir corriente continua.

### Retorno a la CC

En el pasado, el obstáculo que impedía desarrollar la transmisión de corriente continua de alta tensión era, ante todo, la falta de válvulas fiables y económicas que pudieran convertir la HVAC en HVDC, y viceversa.

La válvula de vapor de mercurio ofreció durante mucho tiempo la línea de desarrollo más prometedora. La posibilidad de desarrollar válvulas para tensiones aún más altas se venía investigando desde la década de los años 20, cuando la compañía sueca ASEA (una de las empresas fundado-

ras de ABB) comenzó a fabricar convertidores estáticos y válvulas de vapor de mercurio para tensiones de hasta unos 1.000 V aproximadamente.

Esto hizo necesario estudiar nuevos campos, en los que sólo se podía aplicar parcialmente la experiencia técnica disponible. De hecho, durante algunos años se debatió si sería posible encontrar soluciones a todos los problemas planteados. Cuando finalmente se demostró la viabilidad de la transmisión HVDC, continuó la incertidumbre sobre si esta técnica podría tener

éxito en el mercado frente a la técnica HVAC.

Mientras que las máquinas eléctricas rotatorias y los transformadores se pueden diseñar con gran precisión con la ayuda de leyes físicas formuladas matemáticamente, el diseño de la válvula de vapor de mercurio depende en gran medida de conocimientos adquiridos por vía empírica. De aquí el fracaso de los intentos por incrementar la tensión en el tubo de vapor de mercurio aumentando la separación entre ánodo y cátodo.

El problema se resolvió en 1929 gracias a la propuesta de introducir electrodos de distribución de campo entre el ánodo y el cátodo. Posteriormente patentada, esta solución innovadora se puede considerar desde muchos puntos de vista como la piedra angular de todos los desarrollos posteriores de la válvula de vapor de mercurio de alta tensión. Fue en esta época cuando el Dr. Uno Lamm, que dirigía el trabajo, ganó su merecida fama como padre de la HVDC.

### El enlace de Gotland

Había llegado el momento de hacer pruebas de funcionamiento con potencias mayores. Junto con Swedish State Power Board, en 1945 la compañía puso en marcha una estación de prueba en Trollhättan, donde existía una importante central eléctrica que suministraría la energía. También se puso en funcionamiento una línea eléctrica de 50 km de longitud.



Las pruebas efectuadas a lo largo de los años siguientes llevaron a la Swedish State Power Board en 1950 a hacer un pedido de equipos para el primer enlace mundial para transmisión HVDC. Se construyó entre la isla de Gotland en el Mar Báltico y la zona continental de Suecia.

Con posterioridad a este pedido, la compañía intensificó su desarrollo de la válvula de vapor de mercurio y el cable para CC de alta tensión, mientras que asimismo iniciaba el trabajo de diseño de otros componentes para las estaciones convertidoras. Entre los equipos que se beneficiaron de los esfuerzos redoblados hubo transformadores, reactores, aparamenta y equipos de protección y control.

Sólo se pudo aplicar al nuevo sistema de CC parte de la tecnología de sistemas de CA existente. Por lo tanto, fue necesaria una tecnología completamente nueva. Los especialistas de la sede de Ludvika, dirigidos por el Dr. Erich Uhlmann y el Dr. Harry Forsell, empezaron a resolver los numerosos problemas, muchos de ellos muy complejos. Más tarde se desarrolló un concepto para el sistema de Gotland. El concepto tuvo tal éxito que se ha conservado prácticamente inalterado hasta hoy.

Dado que Gotland es una isla y el enlace de energía eléctrica tenía que atravesar el estrecho hasta tierra firme, también fue necesario fabricar un cable submarino capaz de transportar CC. Se consideró que el cable "clásico" con aislamiento de papel impregnado en masa, utilizado desde 1895 para CA de 10 kV, tenía posibilidades de desarrollo ulterior. Muy pronto se consiguió el cable para 100 kV de CC.

Finalmente, en 1954, tras cuatro años de empeño innovador, entró en servicio el enlace de transmisión HVDC de Gotland, con una potencia nominal de 20 MW, 200 A y 100 kV. Había comenzado una nueva era de transmisión de la energía.

El enlace original de Gotland vio pasar 28 años de servicios con éxito antes de ser finalmente dado de baja en 1986. Mientras tanto, se habían construido dos nuevos enlaces para mayores potencias entre la isla y el territorio

continental de Suecia, uno en 1983 y otro en 1987.

#### Primeros proyectos de HVDC

A principios de la década de 1950, las administraciones de la energía de Gran Bretaña y Francia planificaron un enlace de transporte de electricidad a través del Canal de la Mancha. Se eligió la transmisión en CC de alta tensión y la compañía obtuvo su segundo encargo de HVDC: esta vez, un enlace de 160 MW.

El éxito de estos primeros proyectos despertó gran interés en todo el mundo. Durante la década de 1960 se construyeron varios enlaces de HVDC: Konti-Skan entre Suecia y Dinamarca, Sakuma en Japón (con convertidores de frecuencia de 50/60 Hz), el enlace de Nueva Zelanda entre las Islas del Sur y del Norte, el enlace Italia-Cerdeña y el enlace de la Isla de Vancouver, en Canadá.

El mayor enlace de transmisión HVDC con válvulas de vapor de mercurio construido por la compañía fue la Pacific Intertie [1], en EE.UU. Originalmente puesta en servicio para 1.440 MW, más tarde se aumentó su potencia hasta 1.600 MW a  $\pm 400$  kV; su terminal norte está ubicada en The Dalles (Oregón) y su terminal sur en Sylmar, en el extremo norte de la bahía de Los Ángeles. Este proyecto, realizado conjuntamente con General Electric, se comenzó en 1970.

En total, la compañía instaló ocho sistemas HVDC basados en válvulas de

vapor de mercurio con una potencia nominal total de 3.400 MW. Aunque muchos de estos proyectos ya han sido sustituidos o modernizados con válvulas de tiristores, algunos siguen en funcionamiento después de más de 40 años de funcionamiento.

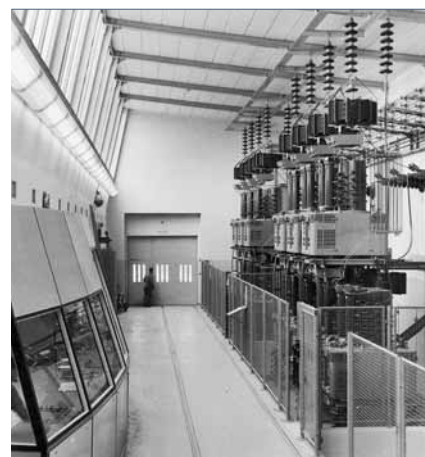
Durante la primera mitad de la década de 1960 y como consecuencia del gran interés por las aplicaciones de semiconductores, la compañía continuó trabajando en el desarrollo de válvulas de tiristores de alta tensión como alternativa a las de vapor de mercurio. En la primavera de 1967, una de las válvulas de vapor de mercurio utilizadas en el enlace de HVDC de Gotland fue sustituida por una válvula de tiristores. Era la primera vez en la historia que se utilizaba a escala comercial una válvula de este tipo para la transmisión HVDC. Después de una prueba de sólo un año, Swedish State Power Board encargó un conjunto completo de válvulas de tiristores para cada estación convertidora, aumentando al mismo tiempo la capacidad de transporte en un 50%.

Más o menos por las mismas fechas se realizaron pruebas con el cable submarino de Gotland, que había estado funcionando sin problemas a 100 kV, para estudiar la posibilidad de aumentar su tensión hasta 150 kV, el nivel necesario para transportar la mayor potencia. Las pruebas demostraron que se podía, y posteriormente el cable trabajó con un campo eléctrico de 28 kV/mm, que sigue siendo el patrón de referencia mundial para grandes proyectos por cable en HVDC.

Una de las primeras válvulas de vapor de mercurio para la transmisión HVDC



Válvulas de vapor de mercurio en el primer enlace de Gotland, 1954



## ETERNOS PIONEROS

Estación convertidora de Foz de Iguazú con la central de Itaipu de 12.600 MW al fondo



Los nuevos grupos de válvulas se conectaron en serie con los dos grupos de válvulas de vapor de mercurio existentes, incrementando así la tensión de transmisión de 100 a 150 kV. Este sistema de mayor calado entró en servicio en la primavera de 1970 (otro "estreno" mundial para el enlace de transmisión de Gotland).

Con la llegada de las válvulas de tiristores se pudo simplificar las estaciones convertidoras, utilizándose a partir de ese momento semiconductores en todos los enlaces de HVDC. Por entonces, otras compañías entraban en ese campo. Brown Boveri (BBC) (que más tarde se fusionó con ASEA para formar ABB) se asociaba a mediados de la década de 1970 con Siemens y AEG para construir el enlace de HVDC de 1.920 MW de Cahora Bassa, entre Mozambique y Sudáfrica. Por entonces, el mismo grupo empezaba a construir el enlace Río Nelson 2, de 2.000 MW, en Canadá. Éste fue el primer proyecto en el que se usaron válvulas de HVDC refrigeradas por agua.

Los últimos años de la década de 1970 contemplaron asimismo la culminación de nuevos proyectos. Se trataba del enlace de Skagerrak entre Noruega y Dinamarca, Inga-Shaba en el Congo, y el Proyecto CU en EE.UU.

También se prolongó dos veces el Pacific Intertie en los años 1980, cada vez con convertidores de tiristores, para aumentar su capacidad a 3.100 MW a 500 kV. La terminal Sylmar está equipada desde 2004 con convertidores de tiristores para disponer de toda la potencia.

Estación convertidora Baltic Cable HVDC



### Itaipu, la nueva referencia

El contrato para el mayor esquema de transmisión HVDC del siglo XX, el enlace de 6.300 MW de Itaipu, en Brasil, fue adjudicado al consorcio ASEA-PROMON en 1979. Este proyecto se finalizó y se puso en servicio en varias fases entre 1984 y 1987. Desempeña un papel fundamental en el esquema energético de Brasil, suministrando una gran parte de la electricidad para la ciudad de Sao Paulo.

El tamaño y la complejidad técnica del proyecto de Itaipu representaron un importante desafío, y puede considerarse como el inicio de la era moderna de la HVDC. La experiencia adquirida durante su ejecución ha contribuido de forma importante a que desde entonces se hayan adjudicado a ABB numerosos pedidos de HVDC.

El proyecto de HVDC más exigente a finales de la década de 1980 y principios de la de 1990 ha sido, sin duda, el enlace Québec-Nueva Inglaterra de 2.000 MW. Éste fue el primer gran sistema de transmisión de HVDC multiterminal construido en todo el mundo.

### Los cables de HVDC han mantenido su marcha

A medida que aumentaban las capacidades de las estaciones convertidoras, también lo hacían los niveles de potencias y tensión para los que se habían construido los cables de HVDC.

Los cables submarinos más potentes de la actualidad desarrollan entre 700 y 800 MW a tensiones entre 450 y 500 kV. El más largo de ellos es el enlace Nor-Ned de 580 km entre Noruega y los

Países Bajos, que ha entrado en servicio en 2008.

### La transmisión HVDC en la actualidad

La mayoría de las estaciones convertidoras HVDC construidas actualmente se siguen basando en los principios que fundamentaron el éxito logrado por el enlace de Gotland en 1954. El diseño de las estaciones experimentó su primer gran cambio con la introducción de las válvulas de tiristores en los primeros años de la década de 1970. Las primeras válvulas de este tipo, refrigeradas por aire, estaban diseñadas para interiores, pero pronto se utilizaron también válvulas aisladas y refrigeradas con aceite para uso en exteriores. Actualmente, todas las válvulas de HVDC están refrigeradas por agua [2].

Los dos enlaces que ABB está instalando para el proyecto de central hidroeléctrica de las Tres Gargantas en China, son buenos ejemplos del moderno transporte masivo de energía por HVDC.

En 1995, ABB presentó una nueva generación de estaciones convertidoras de HVDC: la HVDC 2000 [3]. Se ha desarrollado la HVDC 2000 para satisfacer los requisitos más estrictos sobre perturbaciones eléctricas, para proporcionar una mejor estabilidad dinámica donde hubiera una capacidad de cortocircuito insuficiente, para superar las limitaciones de espacio y para reducir los tiempos de entrega.

Una característica muy importante de la HVDC 2000 fue la introducción de convertidores conmutados por conden-

## ETERNOS PIONEROS

sadores (CCC). De hecho, éste fue el primer cambio fundamental que sufrió la tecnología básica del sistema HVDC desde 1954.

HVDC 2000 incluye también otras innovaciones de ABB, como los filtros de CA de ajuste continuo (ConTune), los filtros activos de CC, las válvulas de intemperie de HVDC aisladas con aire y el sistema de control MACH2™, totalmente digital.

El primer proyecto en que se utilizó HVDC 2000 con CCC y válvulas exteriores fue la estación compartida de HVDC, de 2.200 MW, para Garabi, en la interconexión de HVDC Brasil-Argentina. La estación convertidora Apollo (Sudáfrica) en la línea de transmisión de Cahora Bassa se equipó en 2008 con nuevas válvulas HVDC para exteriores, aisladas en aire.

#### UHVDC

Hasta ahora, casi todas las mayores líneas de transmisión HVDC con potencias de 2.000 MW o superiores, se han diseñado para tensiones entre  $\pm 500$  y 600 kV. Pero estos niveles no bastaban para el transporte a unos 2.000 km desde las estaciones hidroeléctricas gigantes que se están construyendo en China e India. En este tipo de transmisiones deben enviarse entre 5.000 y 8.000 MW por un simple bipolo. La corriente continua a tensión ultra alta (UHVDC) de  $\pm 800$  kV ha demostrado ser la mejor opción, teniendo en cuenta la inver-

sión, las pérdidas y las limitaciones técnicas. Esto exigió unos desarrollos importantes para los equipos de las estaciones convertidoras. ABB ha desarrollado equipos para los nuevos niveles de tensión de la CC y ha realizado con ellos pruebas de larga duración. La compañía facilita en la actualidad tecnología de tensión ultra alta para el enlace de transmisión de energía más largo del mundo en China: el proyecto de transmisión eléctrica entre Xiangjia-ba y Shanghai, de 6.400 MW a  $\pm 800$  kV UHVDC. Esta línea de transmisión, de 2.071 km de largo, empezará a funcionar en 2010-2011.

#### HVDC Light®

La tecnología de HVDC, que ha alcanzado la plena madurez durante los últimos 50 años, transmite energía eléctrica a largas distancias de forma fiable y con muy pocas pérdidas. Esto plantea la pregunta: ¿hasta dónde va a llegar el desarrollo en el futuro?

Se pensó que el desarrollo de HVDC, una vez más, seguiría el ejemplo de los motores industriales. En este ámbito, hace mucho tiempo que los tiristores se sustituyeron por convertidores de fuente de tensión (VSC), con semiconductores que pueden tanto activarse como desactivarse. El cambio tuvo muchas ventajas para el control de sistemas motores industriales y pronto se vio que también se podrían aprovechar en los sistemas de transmisión. Sin embargo, la adaptación de la tecnolo-

gía de convertidores de fuente de tensión a HVDC no es una tarea fácil. Es necesario cambiar la tecnología en su totalidad, no sólo las válvulas.

Al desarrollar el convertidor VSC, ABB constató que el transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) era más prometedor que los demás componentes de semiconductores disponibles. Además, el IGBT requiere muy poca energía para su control, lo que permite conectarlo en serie. No obstante, para construir sistemas HVDC habría que conectar en serie un gran número de IGBT, algo innecesario en el caso de los sistemas de accionamiento industrial.

En 1994, ABB concentró su trabajo de desarrollo de convertidores VSC en un proyecto que tenía como objetivo poner en funcionamiento dos convertidores, basados en transistores IGBT, para un sistema HVDC de pequeña escala. Se puso a disposición del proyecto una línea de CA de 10 km de longitud que ya había en la zona central de Suecia.

Cable submarino para el enlace Baltic Cable HVDC de 600 MW entre Alemania y Suecia



Cable terrestre HVDC Light



Tendido del cable para el enlace HVDC de Gotland en 1954





## ETERNOS PIONEROS

Laboratorio STRI en Ludvika, Suecia, con instalación de prueba para UHVDC a 800 kV



A finales de 1996, tras una serie de pruebas sintéticas exhaustivas, se instalaron los equipos sobre el terreno para probarlos en condiciones de servicio. En 1997, el primer sistema de transmisión VSC de HVDC del mundo, el HVDC Light® [4], comenzó a transmitir energía eléctrica entre Hellsjön y Gränseberg, en Suecia.

Entre tanto, se habían pedido once de esos sistemas, ocho de los cuales están ahora funcionando comercialmente por todo el mundo.

Una ventaja de HVDC Light es que permite mejorar la estabilidad y el control de la energía reactiva en cada extremo de la red. Además, puede operar con muy baja potencia de cortocircuito conservando permanentemente la capacidad de arranque sin energía externa.

HVDC Light fue desde el principio una tecnología para el transporte por cable enterrado o submarino y por ello se desarrolló un cable especial HVDC Light. El cable HVDC Light es muy fuerte y robusto, dado que es de material polímero. Esto permite utilizar cables HVDC en lugares en los que unas condiciones de tendido adversas podrían producir daños. El cable extruido también ha hecho económicamente viable la transmisión por cable HVDC de gran longitud. Un ejemplo es la interconexión Murraylink HVDC Light® de 180 km de largo en Australia.

La conexión NordE.ON 1 desde un parque eólico marino hasta Alemania y

las conexiones Troll y Valhall para alimentar las plataformas de producción de petróleo y gas desde tierra (Noruega) son aplicaciones interesantes, en las que los requisitos de poco peso y espacio del convertidor HVDC Light son esenciales, al igual que el cable HVDC Light [4].

El enlace Caprivi Link Interconnector en Namibia es el primer enlace de transmisión HVDC Light que empleará una línea aérea de CC. Aun no está completado el proceso, pero empezará a transportar electricidad en 2009. Esta adaptación de la tecnología HVDC Light ampliará considerablemente el campo de aplicaciones.

### ¿Y los próximos 50 años?

La transmisión en HVDC ha recorrido un camino muy largo desde aquel primer enlace de Gotland. Pero, ¿qué nos depara el futuro?

La UHVDC ya está aquí y ya se están construyendo enlaces de transmisión de  $\pm 800$  kV y niveles de potencia de más de 6.000 MW. Estas tensiones se emplearán principalmente para la transmisión masiva de energía desde fuentes hidroeléctricas remotas. Cabe la posibilidad de desarrollar tensiones mayores, pero esto exigirá grandes esfuerzos de desarrollo.

La predicción de los autores es que HVDC Light dominará en un futuro próximo el mercado de la tecnología basada en tiristores, salvo para los mayores niveles de potencia. Es posible que los inconvenientes de las

mayores pérdidas en estaciones convertidoras para la tecnología VSC en comparación con las HVDC clásicas que había anteriormente desaparezcán en unos pocos años. La adaptación de la tecnología HVDC Light a las líneas aéreas de CC hace ya posible en la actualidad sobrepasar las limitaciones de los cables de CC.

Las perspectivas más interesantes de HVDC Light residen, sin embargo, en su potencial para construir sistemas multiterminales e incluso redes de CC. A largo plazo, esto podría ofrecer una solución para apoyar a las redes de CA para la transmisión a larga distancia. Esto tiene particular interés en redes que se diseñaron originalmente con fines de reserva y que, por ello, emplean una tensión inadecuada para la transmisión de CA a largas distancias.

Si desea más información sobre HVDC visite [www.abb.com/hvdc](http://www.abb.com/hvdc).

Partes de este artículo ya se han publicado en la *Revista ABB* 4/2003.

**Gunnar Asplund**

**Lennart Carlsson**

ABB Power Technologies

Ludvika, Suecia

[gunnar.asplund@se.abb.com](mailto:gunnar.asplund@se.abb.com)

[lennart.k.carlsson@se.abb.com](mailto:lennart.k.carlsson@se.abb.com)

### Referencias

- [1] Engström, L. "More power with HVDC to Los Angeles". *Revista ABB* 1/88, 3-10.
- [2] Sheng B.; Bjarna, H. O. "Prueba de rendimiento - Circuito sintético de prueba del diseño de válvulas de tiristores de corriente continua de alta tensión". *Revista ABB* 3/2003, 25-29.
- [3] Aernlöf, B. "HVDC 2000, una nueva generación de instalaciones CCAT". *Revista ABB* 3/1996, 10-17.
- [4] Asplund, G. y cols. "Enlace CCAT Light basado en convertidores con circuito intermedio de tensión". *Revista ABB* 1/1998, 4-9.
- [5] Nestli, T. y cols. "Powering Troll with new technology". *Revista ABB* 2/2003, 15-19.