

Ligero e invisible

Transmisión subterránea con HVDC Light

Dag Ravemark, Bo Normark

Durante largo tiempo, las líneas aéreas (OHL) han sido la tecnología dominante para la transmisión de energía eléctrica a largas distancias. El uso de cables enterrados resultaba una alternativa poco interesante por causa de los costes y del rendimiento. La llegada de HVDC Light® está provocando un cambio radical. Los cables enterrados no son adecuados para la transmisión a larga distancia de CA de alta tensión, pero el comportamiento de la CC, muy distinto,

cambia por completo la situación. El enterramiento de cables trae consigo altos costes y durante mucho tiempo han hecho poco atractiva esta modalidad, pero este argumento está perdiendo fuerza. Las líneas aéreas están muy cuestionadas por su impacto medioambiental y, además, ahora se dispone de nuevas tecnologías rentables que están abriendo camino a una nueva forma de pensar. Los cables subterráneos son ahora más atractivos que nunca.



Flexibilidad de redes eléctricas

Durante más de un siglo, los sistemas de transmisión de energía eléctrica se han basado fundamentalmente en las líneas aéreas (OHL). La razón principal reside en los menores costes en comparación con la transmisión subterránea de alta tensión.

Estudios recientes sugieren que la prima a pagar por el coste de la transmisión subterránea es 5 a 15 veces mayor que la de la solución tradicional de transmisión aérea. Pero esta comparación ha quedado anticuada. Dos factores principales están modificando el paradigma:

- Las limitaciones medioambientales están aumentando los costes y el tiempo de implementación de la transmisión aérea.
- El progreso tecnológico reduce el coste de la transmisión subterránea.

Consecuencias de las limitaciones medioambientales

Hay varias razones por las que los cables HVDC subterráneos tienen ventajas medioambientales frente a las líneas HVAC aéreas.

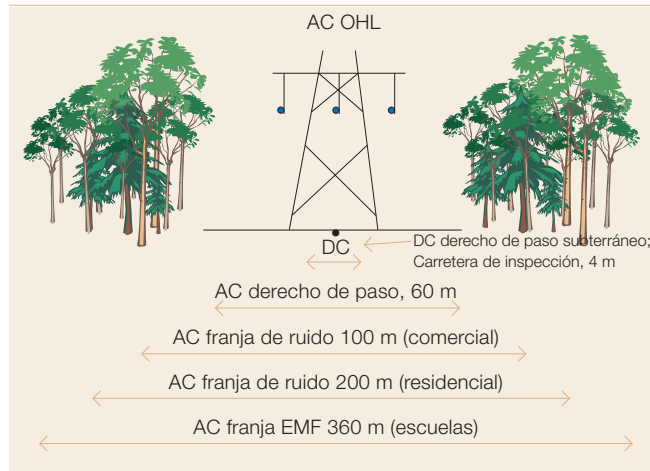
Necesidad de espacio

Un cable HVDC ocupa mucho menos terreno que una línea HVAC aérea. El derecho de paso para una línea aérea de 400 kV puede afectar a una franja de 60 m de anchura **1** en la que no se permite la existencia de edificios ni árboles altos, mientras que un cable subterráneo de CC necesita a lo sumo una vía de inspección de 4 m de anchura por encima de la conducción. Una línea de transmisión OHL de CA de 400 km de longitud requerirá 2.400 hectáreas (1 ha = 10.000 m²), pero sólo se necesitarán pero sólo 160 hectáreas para un cable enterrado de CC (< 6 por ciento).

Ruido audible

Las limitaciones al uso de terreno se extienden más allá del derecho de paso inmediato. El ruido audible por efecto corona de la línea de transmisión –más apreciable cuando el tiempo es brumoso y los conductores están húmedos– puede restringir la construcción en las proximidades de una línea aérea. La anchura de este ‘pasillo de ruido’ depende

1 Comparación de las necesidades de espacio de HVDC Light® y de la transmisión OHL de CA



de las ordenanzas locales sobre el ruido, así como del diseño y de la tensión de la línea. Las reclamaciones de los habitantes de la zona también dificultan la obtención de permisos. Naturalmente, un cable subterráneo de CC no emite ruido audible.

Campos electromagnéticos (EMF)

Los campos magnéticos y eléctricos pueden restringir también el uso del terreno cerca de una línea aérea. En

2 Efecto de la proximidad de la línea aérea sobre el valor de las propiedades (en Finlandia)

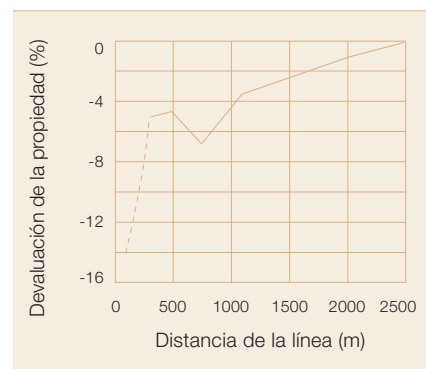


Tabla 1 Comparación del uso de materiales

Material	DC subterránea	AC aérea
Aluminio	3.3 kg	2.1 kg
Cobre	1.4 kg	
PVC	2.3 kg	
PEX	6.1 kg	
Acero		100.0 kg
Cerámica		0.3 kg
Hormigón		376.3 kg
Total	13.1 kg	478.8 kg

varios países está vigente una política preventiva respecto de los campos magnéticos. El Consejo Nacional Sueco de Seguridad Eléctrica y el Ministerio Holandés de Vivienda y Medio Ambiente sugieren un nivel de seguridad de 0,4 µT para campos magnéticos de 50 Hz provocados por las líneas de transmisión. Este valor corresponde a los niveles de campo que hoy en día suelen encontrarse en el medio ambiente urbano. A diferencia de lo que sucede con las líneas de CA, el campo de un cable de CC es estático (no radiante), es decir un campo

semejante al que existe en cualquier lugar del planeta. Aplicando la misma política preventiva que para la corriente alterna, no sería necesario disponer de ‘pasillo EMF’ alrededor de un cable subterráneo de CC. El campo existente inmediatamente encima del cable es mucho menor que el campo magnético natural terrestre.

El derecho de paso y su repercusión en las emisiones de CO₂

Los bosques se consideran sumideros de CO₂, ya que los árboles convierten el dióxido de carbono atmosférico en carbono almacenado en forma de madera y materia orgánica del suelo. Un bosque puede absorber 9,2 toneladas de CO₂ por hectárea (10.000 m²) y año. Construir una línea de transmisión aérea de 400 kV y 400 km de longitud en una zona compuesta en un 75 por ciento por bosque representa una pérdida de capacidad de absorción de CO₂ de 16.780 toneladas/año.

Consumo de materiales

La cantidad de material utilizado en una línea aérea de CA es mayor que con un cable de CC. En la **Tabla 1** se comparan estadísticas del uso de material por metro de línea.

Utilizando la evaluación del ciclo de vida (LCA, LifeCycle Assessment) para analizar el impacto del material ‘de la cuna a la tumba’, el cable de CC tiene un impacto medioambiental de 64,5 kg equivalentes de CO₂ por metro, mientras que el impacto de la línea aérea de CA es de 365,4 kg equivalentes de CO₂ por metro. Es decir, el impacto del material

utilizado en el cable de CC es sólo el 17,6 por ciento del de la línea aérea de CA.

Estética, valor de las propiedades

Varios estudios han demostrado que una línea aérea reduce el valor de la propiedad en sus alrededores. Un estudio realizado en el Reino Unido establece, por ejemplo, que las propiedades situadas a menos de 100 metros de una línea tienen un 38 por ciento menos de valor que propiedades semejantes situadas fuera de dicha zona. Otro estudio realizado en Finlandia, constata que la pérdida de valor es proporcional a la distancia a la que se encuentra la línea [2].

Supongamos que a lo largo de una línea de 400 km hay cada 500 metros las propiedades siguientes:

- Una propiedad a 500 metros de distancia de la línea aérea (con 8% de pérdida de valor)
- Dos propiedades a 1.000 metros de distancia de la línea aérea (con 4% de pérdida de valor)
- Tres propiedades a 2.000 metros de distancia de la línea aérea (con 2% de pérdida de valor)

Si suponemos que las propiedades afectadas tienen un valor medio de 150.000 dólares, la pérdida de valor de las mismas a lo largo de la línea aérea de 400 km estará en torno a 25 millones de dólares.

Pérdidas eléctricas

Cuando se utiliza la transmisión subterránea HVDC Light® dentro de una red de CA, el sistema de transmisión puede operar en un nivel más próximo al óptimo, lo que conlleva menos pérdidas eléctricas. Las pérdidas en la línea HVDC equivalen a la reducción de pérdidas de la red de CA, es decir, se considera que la línea HVDC transmite la electricidad 'sin' pérdidas. El mejor funcionamiento de un sistema de transmisión con HVDC se puede atribuir a dos causas: el mayor nivel medio de tensión en la red de CA y los menores flujos de potencia reactiva.

Por ejemplo, en una transmisión de 350 MW (utilización del 50 por ciento), las pérdidas del sistema HVDC son nulas y las de HVAC del orden del 5 por ciento. Esto significa que, con una conexión

HVDC, el operador dispone anualmente de un excedente de electricidad de 76.650 MWh que puede poner a la venta.

El equivalente en CO₂ de las pérdidas eléctricas¹ es de 45.990 toneladas de CO₂ emitido al año.

Estabilidad del sistema eléctrico

Los sistemas HVDC no se pueden sobrecargar nunca y ofrecen otras ventajas gracias a su capacidad para controlar el flujo de potencia y la tensión [3]. HVDC puede ser muy eficaz para amortiguar las oscilaciones de la potencia y para evitar o limitar las posibles perturbaciones en cascada del sistema, especialmente cuando se conectan dos puntos en la misma red de CA, es decir, en paralelo con líneas de corriente alterna: un convertidor HVDC Light® es excelente para generar o consumir potencia reactiva.

Características técnicas de la transmisión subterránea

Cuando se proyectan líneas tradicionales de transmisión aérea es mejor elegir líneas de alta tensión para la transmisión a largas distancias, ya que permiten aumentar la capacidad de transmisión y reducir al mismo tiempo las pérdidas. La situación es algo diferente, sin embargo, para la transmisión en CA con cables subterráneos. Si se aumenta la tensión también aumenta la absorción de potencia reactiva del cable, de modo que la máxima longitud técnica no aumenta, sino que se reduce. Las leyes de la física actúan en este caso en contra de las líneas de transmisión de CA de gran longitud. La experiencia actual de transmisión por cable sugiere una distancia máxima de transmisión de unos 60 km para un cable subterráneo de CA de 345 kV.

HVDC Light®, un nuevo sistema de transmisión diseñado para la transmisión subterránea

Esta tecnología se basa en diversos componentes fundamentales:

- Tecnología de cables extruidos
- Tecnología de convertidores
- Tecnología de control y protección

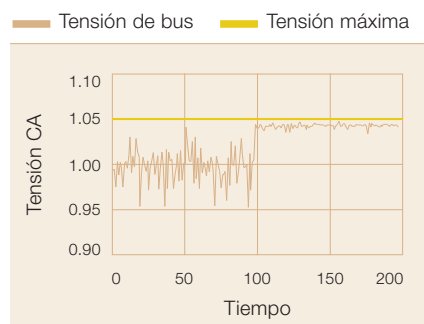
Los convertidores de fuentes de tensión provocan en los cables menos esfuerzos

que los convertidores HVDC convencionales, lo cual ha permitido el desarrollo de cables extruidos para HVDC. El cable extruido tiene algunas ventajas significativas sobre los cables tradicionales con aislamiento impregnado:

- Totalmente exenta de aceite
- Poco peso
- Mayor flexibilidad, que simplifica su manejo durante el tendido
- Se pueden usar juntas prefabricadas muy simples



3 HVDC mejora la estabilidad de las redes de CA



4 Matriz de productos HVDC Light®

Legend: Disponible en 2000 (blue), Disponible en 2004 (orange), Disponible en 2006 (yellow)

	500 A	1000 A	1500 A
DC Voltage	500 A	1000 A	1500 A
+/- 80 kV	90 MW	180 MW	280 MW
+/- 150 kV	170 MW	350 MW	500 MW
+/- 300 kV	350 MW	700 MW	1000 MW

Nota

¹⁾ considerando el valor medio de la OCDE para la electricidad: 600 kg CO₂/MWh

Flexibilidad de redes eléctricas

5 Construcción del enlace Murraylink (Australia) con tecnología HVDC Light®



Los convertidores de fuentes de tensión también tienen grandes ventajas respecto de los convertidores HVDC tradicionales:

- Tamaño mucho menor, normalmente pesan la mitad y su superficie en planta en un 25% menor
- La mejora en el control de la tensión y la potencia reduce el riesgo de apagones.
- Actúan como ‘cortafuegos’ para las perturbaciones de la red y bloquea los disparos en cascada que ocurren en los sistemas de corriente alterna².
- Pueden operar en redes muy débiles y no requiere reforzar la red.
- Reducen el tiempo de inactividad después de las averías debido a la capacidad de arranque rápido.

La nueva tecnología de control y protección de alta velocidad permite utilizar las ventajas intrínsecas de los convertidores de fuentes de tensión.

Desarrollo técnico de sistemas HVDC Light

La tecnología HVDC Light fue introducida en el mercado en 1997 con una pequeña instalación de prueba de 3 MW. Desde entonces, los cables y los convertidores han progresado espectacularmente, tanto en tamaño como en rendimiento. Actualmente, el mayor sistema en servicio es de 330 MW y opera a ± 150 kV; se está construyendo un sistema de 350 MW. El diseño de los convertidores se ha perfeccionado con la adopción de nuevos esquemas de con-

mutación que reducen el número de componentes necesarios y hacen que las pérdidas en los convertidores sean un 60 por ciento menores. A diferencia del sistema HVDC tradicional, el sistema HVDC Light® tiene un alto grado de modularización y hace un uso mayor de semiconductores. La matriz de producto mostrada en 4 presenta los módulos disponibles.

Técnicas de tendido de cables

Un elemento fundamental de la transmisión subterránea es la técnica de tendido del cable. En el proyecto Murraylink, llevado a cabo en Australia, 5 y 6, se consiguieron excelentes resultados en el tendido del cable utilizando un equipo de instalación de tuberías adaptado especialmente para el caso. Hasta 3 km de cables se tendieron diariamente sin problema alguno a lo largo de la ruta. El tendido del sistema de cables de 170 km de longitud tuvo un coste total, muy razonable, unos 10 millones de dólares australianos (7,6 millones de dólares americanos). Los cables HVDC Light son relativamente ligeros (generalmente < 10 kg/m), de modo que el tendido es similar al de los cables de fibra óptica, tanto por el equipo utilizado para cavar zanjas como por la profundidad (1-1,5 m) a la que se tienden los cables.

Nota

²⁾ ‘HVDC, cortafuegos contra las perturbaciones’, Lennart Carlsson, Revista ABB 3/2005. págs. 42-46.

Líneas aéreas y transmisión subterránea, comparativa de costes

La nueva tecnología HVDC tiene, como ya se ha mencionado, algunas características únicas, especialmente en cuanto a la mejora de la seguridad de la red. Esto significa que antes de realizar una comparación rigurosa de costes es necesario evaluar las necesidades. En la Tabla 2 se listan algunos puntos esenciales de control.

Si se cumplen al menos tres de estas condiciones, es probable que un sistema HVDC Light® sea una solución atractiva.

Tabla 2 Lista de chequeo de idoneidad HVDC

<input type="checkbox"/> Necesario para transmisión de 50-1000 MW
<input type="checkbox"/> Necesario para control rápido y preciso
<input type="checkbox"/> Distancia mayor que 100 km
<input type="checkbox"/> Dificultad de autorización de líneas aéreas
<input type="checkbox"/> Redes asincrónica
<input type="checkbox"/> Red CA débil
<input type="checkbox"/> Riesgo de inestabilidad dinámica
<input type="checkbox"/> Problema calidad de la energía
<input type="checkbox"/> Necesario para black start de la red
<input type="checkbox"/> Necesario para una alta disponibilidad a pesar de temporales, tormentas/huracanes o congelación
<input type="checkbox"/> Necesario para un reducido mantenimiento
<input type="checkbox"/> Necesario para ocupar poca superficie
<input type="checkbox"/> Riesgo de resonancias de los armónicos bajos
<input type="checkbox"/> Necesario para el control rápido de tensión y de potencia reactiva y para mejorar la seguridad de la red

En cualquier caso, basta con que existan dificultades para obtener el permiso de construir una línea aérea para que la mejor solución sea elegir HVDC Light®. En los párrafos siguientes presentamos dos ejemplos que se están estudiando actualmente.

Caso 1, 700 MW sobre 400 km

Suponemos que este caso cumple al menos cinco de los criterios expuestos en la **Tabla 2**:

- Necesidad de 50–1.000 MW
- Distancia de transmisión >100 km
- Dificultad de obtener permisos para una línea aérea
- Riesgo de inestabilidad dinámica
- Necesidad de control rápido de la tensión y de la potencia reactiva para mejorar la seguridad de la red

Comparando el coste de las inversiones directas se determinan los rangos de costes siguientes:

El coste de las inversiones directas para la opción HVDC Light®, inclusive convertidores, cables y tendido de éstos, oscila entre 275 y 420 millones de dólares. La amplitud de este margen se debe principalmente a las diferencias en los costes de instalación y a las condiciones de los mercados locales.

Para la opción aérea de CA, el rango de variación del coste es aún mayor. Un estudio realizado por la asesoría ICF en

2001 muestra que de un país a otro los costes pueden variar enormemente. Utilizando estos datos, el coste de las inversiones directas para una línea aérea de CA, inclusive la instalación y las subestaciones, está entre 130 y 440 millones de dólares.

En cuanto a las inversiones directas, el precio de la opción subterránea es 0,6 a 3,2 veces el de la opción aérea. Este margen está muy lejos del margen normalmente aceptado de 5 a 15 veces.

Además se deben considerar también otros factores, entre ellos los siguientes:

- Inversiones adicionales en equipo para el control de la tensión y de la potencia reactiva en el caso de CA
- Pérdidas (ambos casos)
- Costes de autorización de la solución aérea
- Coste de autorización y tiempo de construcción (ambos casos)
- Mayor capacidad de transmisión en la red de CA existente (caso HVDC)
- Pérdida de valor de las propiedades

La competitividad global de la alternativa HVDC es mayor si la evaluación incluye estos factores. Consideremos, además, los siguientes factores realistas para la opción aérea:

- Compensación reactiva adicional \$ 25 millones de dólares
- Pérdida de valor de propiedades \$ 25 millones de dólares

- Valor de la mayor capacidad de transmisión en la red de CA existente \$ 50 millones de dólares

Aplicando estos factores, el precio de la alternativa de CA aumenta a 230–540 millones de dólares y el de la opción subterránea a 275–420 millones. Los costes de las dos opciones son bastante parecidos; los factores de carácter local determinan finalmente cuál será la opción más ventajosa.

Caso 2, 350 MW sobre 100 km

En este caso, un cálculo análogo da como resultado un coste de inversiones directas para la opción HVDC de 110 a 150 millones de dólares, mientras que para la versión aérea es de 40 a 90 millones. El coste relativo de la inversión directa en HVDC es 1,2–3,75 veces el de una línea aérea. La aplicación de los factores adicionales expuestos más arriba reducirá de nuevo la diferencia de costes de las dos opciones.

Conclusiones

La tecnología de líneas de transmisión aérea esta sometida a una gran presión por razones medioambientales, lo cual aumenta mucho los costes totales y trae consigo el riesgo de que los proyectos sufran importantes retrasos. La nueva tecnología HVDC en la forma HVDC Light® ha hecho técnicamente factible y económicamente viable la transmisión subterránea como alternativa. Esto es especialmente cierto si la nueva inversión en la red se debe a razones de seguridad del suministro. Es preciso revisar el punto de vista convencional de que un enlace subterráneo costará entre 5 y 15 veces más que la correspondiente línea aérea. Dependiendo de las condiciones locales, es un hecho cierto que los costes para una línea subterránea de alta tensión son equivalentes a los de las líneas aéreas tradicionales.

Dag Ravemark

ABB Corporate Research
Västerås, Suecia
dag.ravemark@se.abb.com

Bo Normark

ABB Power Technologies
Zürich, Suiza
bo.normark@se.abb.com

6 Recinto de válvula HVDC Light® (Murraylink)

