

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica. Evacuación de energía renovable mediante líneas de corriente continua HVDC.

Francisco Arredondo

Índice

1. Principales tecnologías para la transmisión de potencia en corriente continua HVDC	2
2. Topologías en sistemas HVDC	4
A. Atribución de imágenes	6

En el contexto de la descarbonización del sistema energético, la conexión de fuentes de energía renovable como la eólica y solar con redes eléctricas existentes es uno de desafíos más significativos. Gran cantidad de recurso solar y eólico está disponible en ubicaciones geográficas remotas, muchas veces en alta mar, lo que hace necesario la inversión en nuevas redes de transmisión de energía eléctrica.

Durante los inicios de la electrificación, a finales del siglo XIX, la corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) prevaleció sobre la corriente continua (DC, por sus siglas en inglés) para la transmisión de energía eléctrica en el contexto histórico de la conocida como “Guerra de las corrientes” [1]. Esto se debió fundamentalmente a la capacidad de los transformadores de potencia para elevar y reducir tensiones en AC, que hacía viable el transporte de energía eléctrica en alta tensión a mayores distancias con menores pérdidas. Como consecuencia se desarrollaron los grandes sistemas eléctricos interconectados en AC tal como los conocemos actualmente.

Avances como el desarrollo de válvulas de mercurio [2] y, más tarde, convertidores basados en semiconductores, hicieron posible e impulsaron en la década de 1950 el desarrollo de las primeras soluciones basadas en sistema de transporte de energía eléctrica en corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés) [3]. Actualmente, las redes HVDC son la solución preferida para aplicaciones diversas ya que ofrecen ventajas sobre las de corriente alterna:

- Menores pérdidas en la transmisión de energía eléctrica a largas distancias. En líneas subterráneas, y especialmente en las submarinas, la tecnología HVDC se convierte en la opción más favorable en distancias mucho menores.
- Capacidad para interconectar sistemas asíncronos y sistemas que funcionan a frecuencias distintas en AC.
- Ofrecen un mayor control sobre los flujos de potencia y mayor flexibilidad operativa.

Construir una línea HVDC conlleva una inversión menor que una línea HVAC, debido a una cantidad de infraestructura asociada inferior, como torres y líneas adicionales. Sin embargo, al coste de la instalación de la línea hay que añadir la instalación de estaciones conversoras, para su integración con la red eléctrica existente que opera en AC. El coste de inversión en estas instalaciones es bastante elevado, lo que hace que solo se justifique la inversión a partir de cierta distancia que es diferente para cada proyecto. La figura 1 muestra una comparación con el desglose

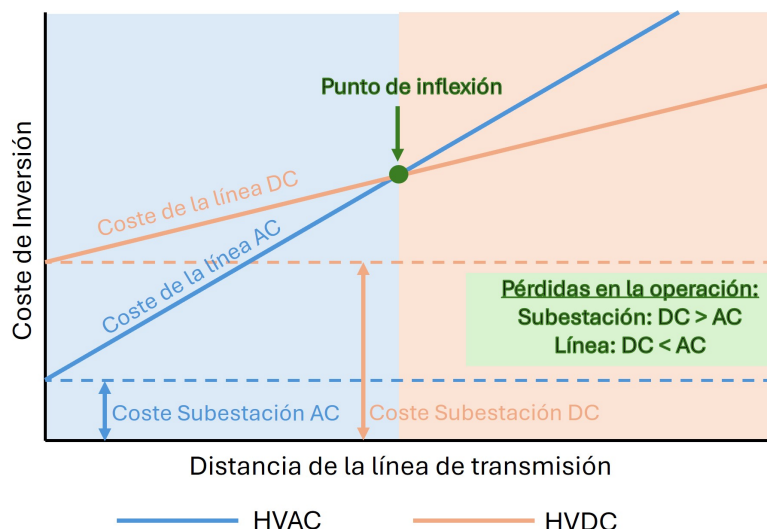


Figura 1: Comparación de costes entre las tecnologías HVDC y HVAC.

de costes entre un proyecto HVDC y uno en HVAC, en la que se puede observar el punto de inflexión (Breakeven Distance, en inglés) a partir del cual la tecnología HVDC es económicamente más favorable. Según el tipo de proyecto, valores típicos se sitúan en la franja de 300-800 km para líneas aéreas y de 50-100 km para cables submarinos [4].

1. Principales tecnologías para la transmisión de potencia en corriente continua HVDC

Los sistemas de transmisión de corriente continua HVDC requieren de dos estaciones convertidoras, un rectificador y un inversor a cada extremo, para su integración con los sistemas eléctricos actuales que operan en corriente alterna. En la actualidad, existen dos tipos de tecnologías comúnmente empleadas en la transmisión HVDC, que son la tecnología basada en convertidores de corriente conmutados por línea (LCC, por sus siglas en inglés) y la tecnología basada en fuentes de tensión controlada (VSC, por sus siglas en inglés).

Tecnología LCC-HVDC

Los sistemas de transmisión HVDC basados en convertidores LCC, fue la primera tecnología que empezó a usarse en la década de 1950 para este tipo de aplicaciones, siendo actualmente la más extendida y madura. Desde entonces, proyectos basados en este tipo de tecnología se han instalado en redes eléctricas de todo el mundo. Los convertidores LCC utilizan tiristores para la conversión entre corriente alterna y continua, que son semiconductores que cuentan con tres terminales principales: ánodo, cátodo y puerta. Estos dispositivos conducen desde el ánodo al cátodo solo cuando se encuentran polarizados en sentido directo y, además, reciben un pulso de corriente a través del terminal puerta. Una vez comienza a conducir, el tiristor solo deja de conducir cuando deja de estar polarizado en sentido directo. Esto hace que la conmutación de los tiristores dependa en gran medida de la onda de corriente alterna, y por ello necesiten de una red fuerte y estable para operar de forma efectiva. Esto limita su uso en áreas con redes eléctricas débiles o aisladas. Asimismo, el empleo de tiristores produce ondas sinusoidales con un alto contenido en armónicos, lo que requiere del empleo filtros de gran tamaño. El funcionamiento de todo lo anterior implica un elevado consumo de potencia reactiva, que hace también necesario el uso de equipos de compensación adicional como bancos de condensadores.

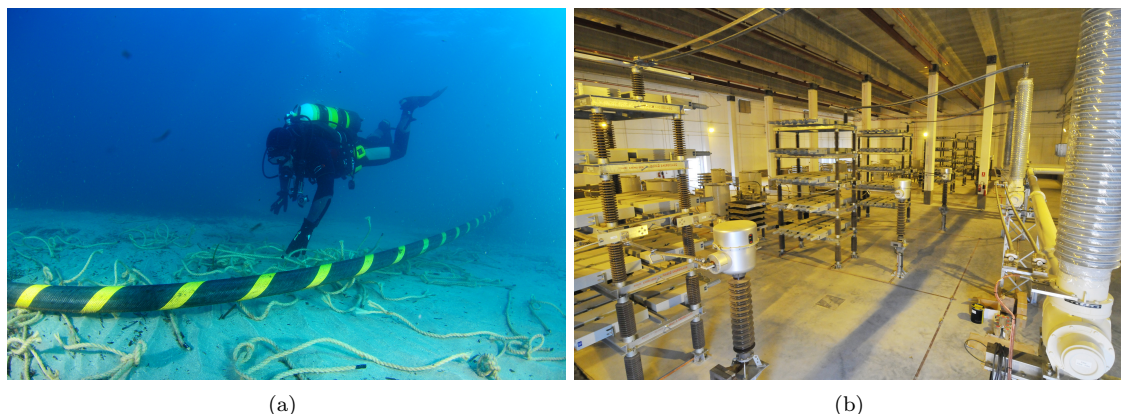


Figura 2: Fotos del Proyecto Rómulo. Interconexión LCC-HVDC Península Ibérica-Baleares entre las estaciones convertoras de Morvedre (400 kV), en Sagunto (Valencia), y de Santa Ponsa (220 kV), en Calviá (Mallorca). (a) Trabajos submarinos para la salida del cable a tierra por la playa de Santa Ponsa, (b) Vista aérea del interior de la estación convertora de Santa Ponsa (Mallorca). Ver atribuciones en A

Entre las principales ventajas de los sistemas LCC-HVDC se encuentra su alta eficiencia y su capacidad para manejar potencias muy elevadas. Esto los hace ideales para el transporte de grandes cantidades de energía con bajas pérdidas en largas distancias. En la actualidad, los mayores proyectos basados en esta tecnología para la transmisión de energía renovable se encuentran en China [5]. El más grande es el enlace Zhundong-Wannan, que opera a ± 1100 kV y tiene una capacidad de transmisión de 12 GW. En España, el proyecto Rómulo es un enlace HVDC-LCC submarino que conecta la península Ibérica con las Islas Baleares. Este enlace opera a ± 250 kV y tiene una capacidad de transmisión de 0.4 GW.

Tecnología VSC-HVDC

La tecnología HVDC basada en convertidores VSC es una tecnología más reciente que utiliza dispositivos de conmutación más controlables, como son los transistores IGBT (Transistor bipolar de puerta aislada, por sus siglas en inglés), para la conversión entre corriente alterna y continua, o viceversa. Cuando se aplica un voltaje positivo en la puerta de un IGBT, se genera un canal conductor que permite que la corriente fluya a través del dispositivo, funcionando como un interruptor cerrado. Esta transmisión se mantiene mientras se mantenga la señal de voltaje en la puerta; al retirarla, el IGBT se apaga, deteniendo con ello el flujo de corriente.

La versatilidad del IGBT para conmutar rápidamente entre los estados de encendido y apagado de forma controlada, hace que los sistemas VSC no dependan de la frecuencia de la red de corriente alterna para la conmutación, lo que les permite operar de manera eficiente en redes eléctricas débiles o incluso de forma completamente independiente. El principio fundamental de la tecnología convertidora VSC es la creación de una tensión senoidal AC de magnitud y fase controlable, lo que permite controlar los flujos de potencia, tanto activa como reactiva, de forma independiente y bidireccional. Los sistemas VSC son más compactos en comparación con los LCC y tienen menores requisitos de filtrado ya que producen ondas sinusoidales con menor contenido en armónicos. Sin embargo, su eficiencia es menor debido principalmente a las mayores pérdidas de conmutación que presentan los IGBTs en comparación con los tiristores, lo que los suele convertir en soluciones menos óptimas en proyectos de alta capacidad de transmisión.

En España, es destacable el enlace VSC-HVDC que entró en operación en octubre de 2015 entre las subestaciones de Baixas (Francia) y Santa Llogaia (España), duplicando en su momento el nivel de interconexión entre ambos países, pasando de los 1.400 MW previos a su construcción, a los 2.800

MW. Actualmente, se está construyendo un segundo enlace de esta tecnología a través del golfo de vizcaya entre las subestaciones de Gatika, en España, y Cubnezais, en Francia. Este será el segundo enlace HVDC entre ambos países y la primera interconexión submarina. La empresa responsable de la construcción y puesta en funcionamiento de estos proyectos es INELFE (Interconexión Eléctrica Francia-España), compañía que nació en el año 2008 como fruto del acuerdo entre los gobiernos español y francés para la construcción de las interconexiones eléctricas entre ambos países.

Comparativa entre las tecnologías LCC-HVDC y VSC-HVDC

La Tabla 1 muestra una comparativa entre las características de las tecnologías LCC y VSC descritas anteriormente.

Tabla 1: Comparativa entre tecnologías HVDC-LCC y HVDC-VSC

Característica	HVDC-LCC	HVDC-VSC
Dispositivos principales	Tiristores	IGBTs
Dependencia de la red AC	Alta, requiere una red fuerte para operar de forma efectiva	Baja, puede operar en redes débiles o aisladas. Capacidad para formar red y de arranque en negro.
Flujo de potencia	Típicamente unidireccional, permite flujo bidireccional con inversión de polaridad	Flexible para operar de forma bidireccional e independiente los flujos de activa y reactiva
Control de potencia reactiva	Limitado, necesita equipos externos	Excelente, integrado en el control
Calidad de la señal	Pobre, requisitos de filtrado altos para eliminar armónicos	Considerablemente mejor en comparación con LCC, menor necesidad de filtrado
Eficiencia	Muy alta	Menor en comparación con LCC
Tamaño de la subestación	Grande, debido a los filtros y reactancias	Más compacto
Costo inicial	Más bajo	Más alto, debido a los convertidores usados

2. Topologías en sistemas HVDC

Actualmente, los sistemas HVDC más extendidos consisten en enlaces punto a punto, diseñados para conectar dos puntos específicos de un mismo sistema, o de dos sistemas eléctricos en AC. En el contexto de las energías renovables, sus aplicaciones típicas incluyen la conexión de parques eólicos marinos alejados de la costa, donde las condiciones de viento son más favorables, o el transporte de energía desde grandes plantas renovables ubicadas en localizaciones remotas, donde la tecnología HVDC permite transportar la energía hacia los centros de consumo con menores pérdidas. A continuación, se clasifican y describen brevemente los esquemas de conexión más empleados.

- **Conexión Monopolar:** En esta topología, las estaciones de conversión se conectan mediante

un único circuito en alta tensión por el que se transmite la potencia eléctrica. El retorno de la corriente puede realizarse a través de un cable metálico, o a través de tierra. Las figuras 3 y 4 muestran ambos esquemas de conexión.

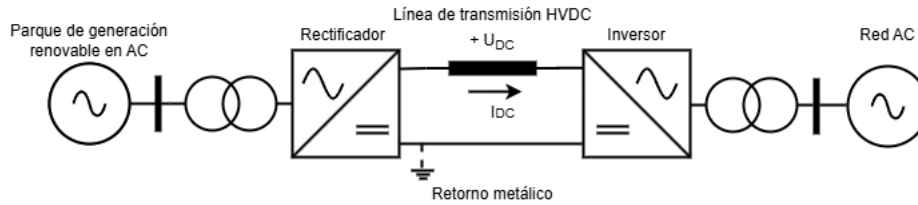


Figura 3: Conexión monopolar con retorno metálico

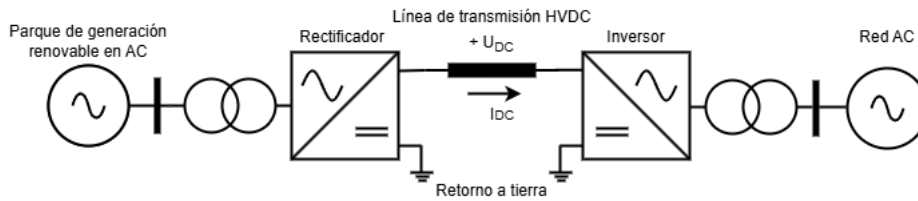


Figura 4: Conexión monopolar con retorno a tierra

- Conexión Bipolar:** Esta topología conecta las estaciones de conversión mediante dos circuitos independientes en alta tensión, uno con polaridad positiva y el otro con polaridad negativa. Esta configuración consigue que la corriente de retorno se anule en condiciones de régimen permanente al ser simétrico y cerrado el circuito por los dos polos, eliminando con ello las pérdidas en el cable de retorno. Asimismo, esta conexión asegura que si uno de los polos falla, el otro pueda seguir operativo. El retorno suele ser compartido mediante un único conductor metálico para ambos circuitos como muestra la figura 5. Otra opción consiste en emplear un retorno a tierra como muestra la figura 6.

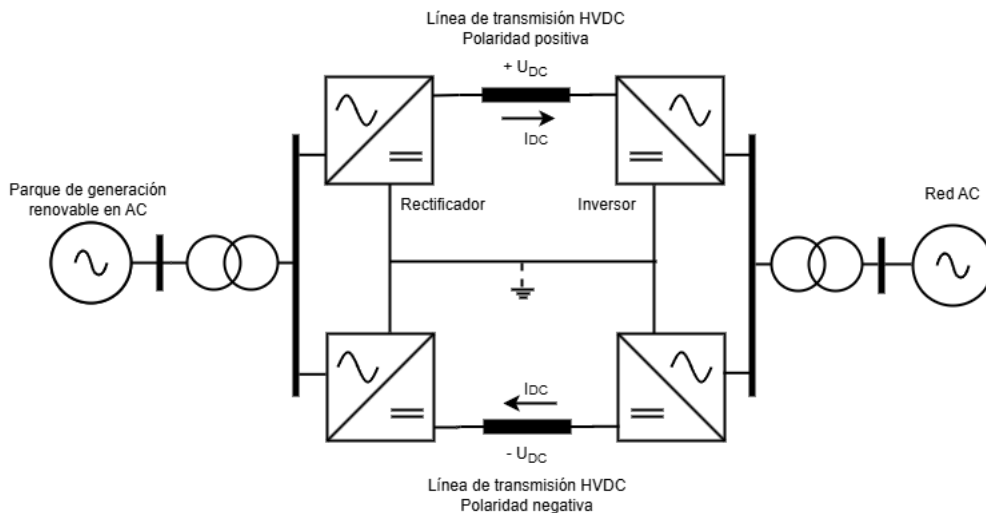


Figura 5: Conexión bipolar con retorno metálico

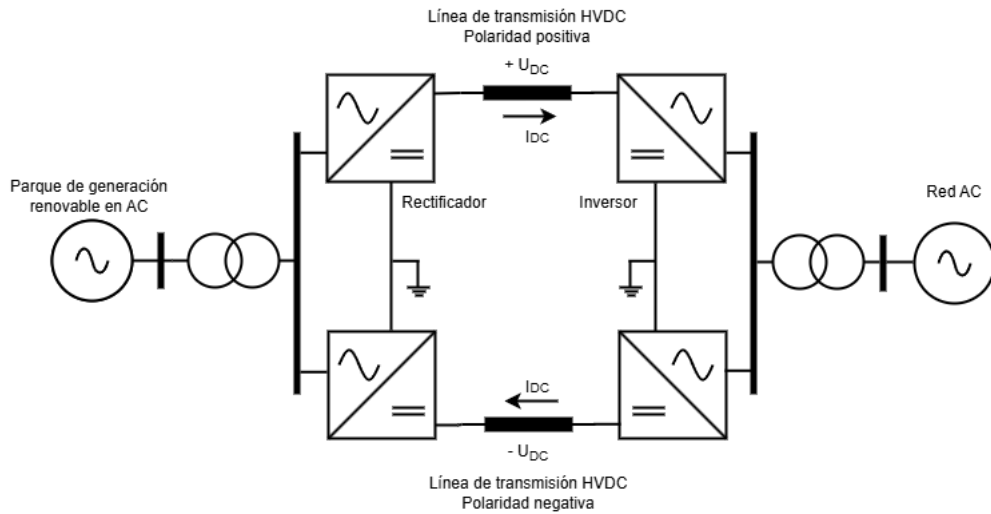


Figura 6: Conexión bipolar con retorno a tierra

- **Conexión Back-to-Back:** La configuración Back-to-Back hace uso de dos estaciones de conversión, rectificador e inversor, que se instalan en la misma ubicación, necesitando menos cableado. Esta conexión es típica en sistemas HVDC que unen dos sistemas AC asíncronos.
- **Conexión Homopolar:** La configuración homopolar, al igual que la bipolar, se compone de dos circuitos independientes. La principal diferencia es que la polaridad de los dos polos es la misma. Esto conlleva una disminución en los requisitos de aislamiento y una simplificación en el diseño de los equipos de conversión. Sin embargo, en esta configuración la corriente de retorno no se anula, siendo esta igual a la suma de las corrientes que circulan por ambos polos.

Estas son las cuatro principales formas de conexión entre convertidores. Las conexiones punto a punto son los sistemas HVDC más extendidos, pero también existen sistemas HVDC en los que se conectan más de dos convertidores formando redes multiterminal en corriente continua (MTDC, por sus siglas en Inglés). En una red MTDC, la energía puede fluir en múltiples direcciones, lo que permite una mayor flexibilidad y fiabilidad del sistema.

A. Atribución de imágenes

1. Figura 2: Por Red Eléctrica de España, condiciones de uso en <https://www.ree.es/es/aviso-legal>.

El resto de figuras son de elaboración propia.

Referencias

- [1] J. Paserba and J. J. Cunningham, "Dc survival: Myth of the war of the currents [history]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 22, no. 3, pp. 104–109, 2024.
- [2] U. Lamm, "Mercury-arc valves for high-voltage dc transmission," in *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 111, no. 10. IET, 1964, pp. 1747–1753.
- [3] M. Korytowski, "Uno lamm: The father of hvdc transmission [history]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, pp. 92–102, 2017.

- [4] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam, and C. MacIver, “Hvdc transmission: Technology review, market trends and future outlook,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 530–554, 2019.
- [5] W. Wang, G. Li, and J. Guo, “Large-scale renewable energy transmission by hvdc: Challenges and proposals. *engineering* 19: 252–267,” 2022.