

LINEAS Y CABLES DE HVDC

**KEVIN H. AVILA MENDEZ
HAMILTON S. FIGUEROA TORRES**

MONOGRAFÍA

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. y C.**

2006

LINEAS Y CABLES DE HVDC

**KEVIN H. AVILA MENDEZ
HAMILTON S. FIGUEROA TORRES**

**Monografía presentada como requisito para optar el título de Ingeniero
Electricista.**

**Director:
SALOMON ZARUR
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. y C.**

2006

Cartagena de Indias D. T. y C. Noviembre 23 del 2005

Señores:

COMIETE CURRICULAR

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRÓNICA

La ciudad

Respetados señores:

Por medio de la presente nos dirigimos a ustedes para que sea puesto a su consideración el estudio y aprobación de la monografía que lleva como nombre: **“LINEAS Y CABLES DE HVDC”**, presentado como requisito para optar como título de ingeniero electricista.

Agradezco de ante mano la atención prestada.

Atentamente,

Kevin H. Ávila Méndez

Hamilton S. Figueroa Torres

Cartagena de Indias D. T. y C. Noviembre 23 del 2005

Señores:

COMITÉ CURRICULAR
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
PROGRAMA DE ING. ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRÓNICA
La Ciudad

Respetados señores:

Por medio de la presente me permito informar que la monografía que lleva por nombre: "**LÍNEAS Y CABLES DE HVDC**", ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos. Como director de la misma, considero que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Cordialmente,

Salomón Zarur
Ingeniero Electricista

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Cartagena de Indias D. T. y C. Abril 27 del 2006

DEDICATORIA

A Dios por todo lo que me ha dado, a mi madre y a mi padre que siempre me han guiado y apoyado en el transcurso de mi vida, a mis hermanos y amigos que me han ayudado siempre incondicionalmente, al ing. Salomon Zarur, quien nos colaboró en la elaboración de este documento.

Kevin H. Ávila Méndez

DEDICATORIA

Primero que todo a Dios, a mi madre y a mi padre quienes por todo su gran esfuerzo y apoyo me han ayudado para salir adelante en mi carrera, a mis hermanos y amigos, y a todas aquellas personas que me han ayudado en el desarrollo de este trabajo.

Hamilton S. Figueroa Torres

AUTORIZACIÓN

Cartagena D.T. Y C.

Yo, KEVIN HADID AVILA MENDEZ, identificado con cédula de ciudadanía número 92542930 de Sincelejo, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catálogo online de la Biblioteca.

KEVIN HADID AVILA MENDEZ

AUTORIZACIÓN

Cartagena D.T. Y C.

Yo, HAMILTON S. FIGUEROA TORRES, identificado con cédula de ciudadanía número 9298574 de Turbaco, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catálogo online de la Biblioteca.

HAMILTON S. FIGUEROA TORRES

ARTICULO 107

La institución se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los Trabajos de Grado aprobados, los cuales no pueden ser explotados comercialmente sin su autorización.

TABLA DE CONTENIDO

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	17
1. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA POR CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)	18
1.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS HVDC	19
1.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA TERMINAL DE HVDC	20
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA TERMINAL DE HVDC	21
1.3.1 Puentes de convertidores	21
1.3.1.1 Tecnología LCC (Line Commutated Converter)	22
1.3.1.2 Tecnología VSC (Voltage Source Converter)	23
1.3.2 Transformador	24
1.3.3 Reactor de suavizamiento (Smoothing)	24
1.3.4 Filtros de CA y CC	24
1.3.5 Fuente de potencia reactiva	25
1.4 VENTAJAS DE LA TRANSMISIÓN HVDC FRENTE A LA TRANSMISIÓN TRIFÁSICA	26
1.4.1 Ventajas económicas	26
1.4.2 Ventajas funcionales	27
1.4.3 Ventajas técnicas	27

1.5 DESARROLLO TECNOLÓGICO DE LOS SISTEMAS DE HVDC	28
1.5.1 La transmisión HVDC hoy	28
1.5.2 Mayores proyectos de HVDC	29
1.5.3 Desarrollos futuros de los sistemas de HVDC	30
2. LÍNEAS AÉREAS DE CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)	31
2.1 DISPOSICIONES BÁSICAS DE LÍNEAS DE HVDC	31
2.1.1 Disposición monopolar	32
2.1.2 Disposición Bipolar	33
2.1.3 Disposición Homopolar	35
2.2 DISTANCIAS MÍNIMAS REQUERIDA ENTRE CONDUCTOR Y ESTRUCTURA	36
2.3 AISLAMIENTO DE LA LÍNEA AÉREA DE HVDC	38
2.3.1 Diseño del aislador	38
2.3.2 Grado de aislamiento	39
2.4 EFECTO CORONA	40
2.4.1 Pérdidas por efecto corona	41
2.5 CAMPOS ELÉCTRICOS Y MAGNÉTICOS	43
2.6 LA RADIOINTERFERENCIA	44
2.6.1 Radiointerferencia producida por las líneas monopolares, bipolares y homopolares	44

2.7	RUIDO AUDIBLE	45
2.8	RETORNOS POR TIERRA Y EFECTOS DE CORROSIÓN	47
2.9	CONVERSIÓN DE LÍNEAS TRIFÁSICAS DE CA A LÍNEAS HVDC	49
3.	CABLES DE CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)	50
3.1	DISEÑO Y ESTRUCTURA DEL CABLE DE HVDC	50
3.2	TIPOS DE CABLES	51
3.2.1	Cable con aislamiento de papel impregnado (Mass Impregnated)	52
3.2.2	Cable refrigerado por aceite a presión (OF)	53
3.2.3	Cable refrigerado por presión de gas	55
3.2.4	Cable aislado por plástico	55
3.3	TIPOS DE ENLACES HVDC CON CABLES	57
3.3.1	Enlace HVDC monopolar por cable, con retorno por tierra	57
3.3.2	Enlace de transmisión HVDC bipolar por cable	58
3.3.3	Enlace HVDC monopolar por cable, con retorno por cable metálico	59
3.4	PROBLEMAS ESPECIALES CON LA OPERACIÓN DE UN CABLE HVDC	60
3.4.1	Cambios en la dirección del flujo de potencia	60
3.4.2	El efecto de la reducción de corrientes	61
3.4.3	Impulsos de tensión por conmutación	62

3.5 TENDIDO DEL CABLE	62
3.5.1 Tendido del cable subterráneo	62
3.5.2 Tendido del cable submarino	63
4. CONCLUSIONES	65

LISTA DE FIGURAS

PÁG.

TRANSMISIÓN DE ENERGÍA POR CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)

FIGURA No.1	Diagrama unifilar de un sistema de HVDC	19
FIGURA No.2	Componentes más importantes en una terminal de HVDC	20
FIGURA No.3	Configuraciones típicas de filtros de CA	25

LÍNEAS AÉREAS DE CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)

FIGURA No.1	Disposición monopolar para el transporte HVDC	32
FIGURA No.2	Línea monopolar HVDC	32
FIGURA No.3	Disposición bipolar para el transporte HVDC	33
FIGURA No.4	Línea bipolar HVDC	34
FIGURA No.5	Línea homopolar HVDC	35
FIGURA No.6	Sistema HVDC con dos líneas homopolares	36
FIGURA No.7	Ancho de oscilación de secuencia de aisladores	37
FIGURA No.8	Distancias mínimas entre conductor y estructura	37
FIGURA No.9	Aislador de HVDC	39
FIGURA No.10	Pérdidas por corona condición de buen tiempo	41
FIGURA No.11	Pérdidas por corona condición para tiempo de lluvia	41

FIGURA No.12 Disposiciones básica de líneas aéreas de HVDC utilizando el retorno por tierra	47
FIGURA No.13 Conexión típica de los electrodos de tierra	48
FIGURA No.14 Diversas configuraciones para la conversión de líneas de HVAC a HVDC	49

CABLES DE CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)

FIGURA No.1 Diseño básico de un cable de alta tensión	51
FIGURA No.2 Cable con aislamiento de papel impregnado en aceite	52
FIGURA No.3 Cable refrigerado por aceite a presión (OF)	54
FIGURA No.4 Cable subterráneo XLPE, conductor de aluminio	55
FIGURA No.5 Cable HVDC Light, triple extruido aislado por material polímero	56
FIGURA No.6 Enlace monopolar con retorno por tierra	57
FIGURA No.7 Enlace bipolar por cable	58
FIGURA No.8 Enlace monopolar con retorno por cable metálico	59
FIGURA No.9 Tendido del cable subterráneo	62
FIGURA No.10 Buque cablero para tendido submarino HVDC	63
FIGURA No.11 Hydroplow durante el proceso de arado	64

INTRODUCCIÓN

Una de las ventajas de la transmisión por Corriente Continua a Alta Tensión (HVCD) con respecto a la transmisión trifásica es que las líneas y cables de HVDC son menos costosas que los de la transmisión en CA, pero la corriente alterna es más ventajosa que la corriente directa en cuanto a su generación, distribución en bajas tensiones y consumo de energía.

En la primera parte de esta monografía se definen las características principales de la transmisión por HVDC (High Voltage Direct Current), y se hace una breve descripción de los componentes que la conforman, ventajas con respecto a la transmisión trifásica y los desarrollos que ha tenido.

Las líneas y cables de HVDC en operación, presentan una serie de fenómenos análogos a los que se presentan en la transmisión de CA. Estos fenómenos son tratados en la segunda parte de este documento, haciendo también referencia a las configuraciones básicas y características técnicas de las líneas y cables utilizados en la transmisión por HVDC.

1. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA POR CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)

El transporte de la energía eléctrica por corriente continua a alta tensión complementa los sistemas de transporte de corriente trifásica, donde se pueden realizar ya sean por medio de líneas o por cables, esta se deben transportar de una forma segura y económica desde el lugar en que se genere hasta los puntos de consumo.

Las ventajas técnicas y económicas del transporte de energía eléctrica por corriente continua a alta tensión contribuyen a resolver los problemas del transporte de energía, estos sistemas han controlado y conquistado el transporte de energía, basándose en costos reducidos con técnicas sencillas de elevada confiabilidad y con escasos mantenimientos.

Comparadas con las líneas para corriente trifásicas, las de corriente continua a alta tensión permiten transmitir potencia notablemente mayores para la misma anchura de la traza. Estos sistemas de transporte pueden influenciar positivamente en el comportamiento de la red trifásica por la regulación de la potencia transportada, en aquellas zonas con condiciones ambientales y atmosféricas notables.

Estos sistemas también influyen en la interconexión entre sistemas de energía, se justifica en donde existe diversidad de producción o de carga y por limitaciones en las reservas disponibles de energía que permiten un incremento con un tamaño máximo que la unidad productora de energía.

Los estudios realizados muestran que en condiciones normales, sin embargo es ventajoso considerar la transmisión de HVDC (Corriente Continua a Alta Tensión)

para las líneas aéreas cuando la distancia de transmisión es ≥ 500 Km y para un sistema de cables esta distancia se encuentra entre 30 y 60 Km, las distancias de mas de 40 Km casi siempre pueden salvarse con corriente trifásica si existe la posibilidad de disponer de estaciones intermedias para la compensación de la potencia trifásica.

1.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS HVDC

Básicamente el funcionamiento de un sistema de HVDC, consiste en tomar la energía eléctrica de un punto en una red trifásica, convertir esta en corriente continua por medio de una estación convertidora, llamada terminal rectificadora, luego se transporta al punto de destino, ya sea por una línea aérea o un cable (submarino o subterráneo), y se vuelve a convertir a corriente alterna en otra estación convertidora, denominada terminal inversora o de inversión, por último se inyecta a la red receptora (ver figura 1).

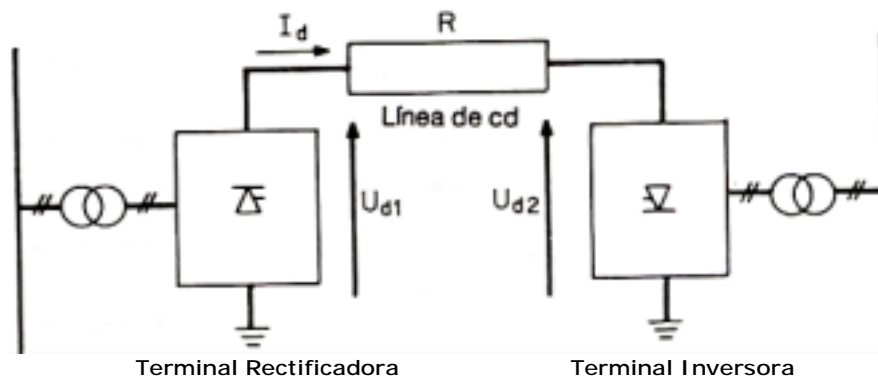


fig. 1. Diagrama unifilar de un sistema de HVDC

1.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA TERMINAL DE HVDC

La terminal convertidora proporciona la función básica de la conversión de la corriente alterna a corriente continua ó viceversa. Como ya habíamos dicho en un sistema de HVDC existe una terminal rectificadora y una terminal inversora, donde en la actualidad estas terminales se diseñan para ambos modos de operación.

Los componentes más importantes en una terminal de HVDC se han representado esquemáticamente en la figura 2.

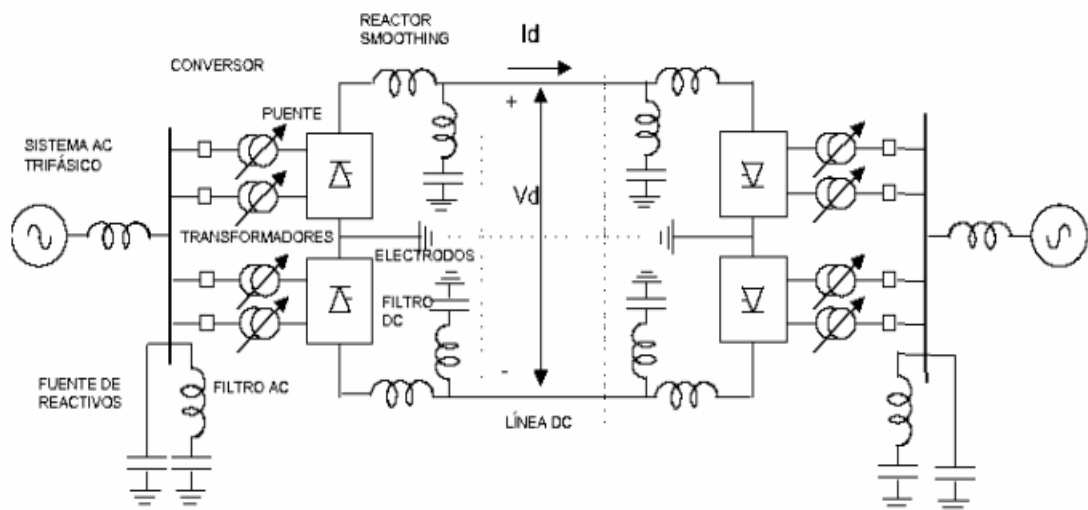


fig. 2. Componentes más importantes en una terminal de HVDC

El núcleo de la terminal lo conforman los puentes de convertidores, que son los que realizan la transformación de la corriente. Los transformadores de los convertidores adaptan la tensión de servicio de la red de corriente trifásica de forma que adopte un valor adecuado. Mediante la conexión en estrella - estrella y

estrella - triangulo de los transformadores se consigue una reacción de doce pulsos de la terminal.

Los filtros de CA eliminan los armónicos del lado de la corriente trifásica que se forman a causa de realizar la conversión de corriente. El reactor de suavizamiento (Smoothing) alisa los armónicos que se establecen el lado de CC de los puentes convertidores.

Por ultimo tenemos la fuente de reactivos conformado por un banco de capacitores que son los encargados de proporcionar una parte de la potencia reactiva que requiere el convertidor de HVDC.

1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA TERMINAL DE HVDC

1.3.1 Puentes de convertidores

En la actualidad las potencias máximas de los convertidores de HVDC dependen de la tecnología utilizada, en el caso de la tecnología LCC (Line Commutated Converter) ha alcanzado hasta la fecha una potencia máxima transmitida de 1500 MW a 500 kV (Three Gorges, China), mientras que mediante la tecnología VSC (Voltage Source Converter) se ha alcanzado los 330 MW (Cross Sound, USA), pero están previstos a corto plazo nuevos convertidores de 500 MW aproximadamente. A continuación mencionaremos las características principales de las tecnologías aplicadas a los convertidores de HVDC.

1.3.1.1 Tecnología LCC (Line Commutated Converter)

La utilización de tiristores o SCR (Silicon-Controlled Rectifiers) en los puentes de convertidores es una tecnología convencional que se conoce con el nombre de LCC (Line Commutated Converter).

Los puentes convertidores con tecnología LCC (Line Commutated Converter) consisten en puentes de válvulas de tiristores, estas válvulas están formadas por una conexión en serie de tiristores, cuyo número de tiristores conectados en serie varía alrededor de 20 a 150 niveles de tiristores dependiendo de las especificaciones de la tensión de las válvulas y de los tiristores. Los tiristores utilizados actualmente, se caracterizan por tener una tensión de bloqueo hasta 8 kV, una Intensidad máxima de 4 kA y por la utilización de una señal de puerta óptica.

Los tiristores y circuitos auxiliares se disponen, por lo general, en módulos y se conectan en serie para formar un modulo de válvula. Los módulos de una válvula se conectan en serie en una estructura para formar la válvula.

Los circuitos de válvulas tienen conectados en serie reactores saturables cuya función es la de limitar el di/dt inicial de la corriente del tiristor y hacer mínimo el efecto de los cambios que ocurren con el tiempo entre cada encendido del tiristor.

El sistema de disparo de las válvulas actualmente utilizan la tecnología LTT (Light Triggered Thyristor) en donde el disparo se realiza por medio de un pulso de luz guiado por una fibra óptica, una interfaz de luz a señal eléctrica proporciona la señal eléctrica a las compuertas de los tiristores individuales. Esta tecnología ayuda a la eliminación de la parte de la electrónica de control, mejora en el aislamiento y en el nivel de protección del sistema.

1.3.1.2 Tecnología VSC (Voltaje Source Converter)

En esta tecnología los puentes convertidores utilizan el IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) en lugar de tiristores, estos dispositivos se empezaron a utilizar en los sistemas de HVDC en 1997 (Hellsjön, Suecia).

La tecnología VSC se caracteriza principalmente por su capacidad de controlar tanto el encendido como el apagado de los dispositivos del convertidor, permitiendo el control independiente de la potencia activa y reactiva entregada al sistema, debido a que se puede controlar de forma independiente tanto el ángulo de disparo como la amplitud de la tensión en el lado de generación.

Una de las características del IGBT es la baja potencia de control necesaria gracias al aislamiento de la puerta tipo MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor), lo que produce unas pérdidas inferiores a las obtenidas mediante un transistor de potencia equivalente, el IGBT proporciona control total de la señal de potencia, lo que se traduce en mayor control de potencia activa y reactiva, mayor velocidad y menor nivel de armónicos.

En la tecnología VSC la inversión del sentido de transferencia de la potencia se puede realizar sin cambio en la polaridad, dando como resultado que el aislamiento de los conductores en cables sea de menor diámetro comparados con los utilizados en los sistemas de HVDC con tecnología LCC (Line Commutated Converter). En la actualidad la tecnología VSC alcanza potencias máximas de 350 MW y tensiones de ± 150 kV.

1.3.2 Transformador

Los transformadores de los convertidores proporcionan los corrimientos de fase necesarios para la operación de las válvulas de 12 pulsos mediante las conexiones ya mencionadas, como también mantienen la tensión de las válvulas dentro de un rango de variaciones de tensión del sistema de CA por medio de taps.

El diseño y construcción de estos transformadores para operación en sistemas de HVDC aportan al sistema unos beneficios como son las de reducir desbalances de fases de CA y armónicas no características, como también la de limitar las corrientes de cortocircuito a niveles precisos para las válvulas de convertidores.

1.3.3 Reactor de suavizamiento (Smoothing)

Estos son reactores grandes con inductancia de hasta 1 H conectadas en serie con cada polo de la estación convertidora, son utilizados para modular la corriente de rizo de CC y reducir los transitorios de corriente durante eventualidades del sistema. También sirven como protección de las válvulas del convertidor contra las variaciones fuertes de tensión que provengan de la línea de CC.

1.3.4 Filtros de CA y CC

Los filtros de CA proporcionan una baja impedancia de armónicas a tierra que producen la reducción del paso de armónicas al sistema de CA. También suministran parte de la potencia reactiva consumida por el convertidor.

Los bancos de filtros de CA conectados al sistema se conectan o desconectan dependiendo de la demanda de corriente reactiva del sistema de CA y del consumo de var del convertidor.

Las configuraciones de filtros de CA más comunes en los sistemas de HVDC son los filtros pasabanda, los filtros doble pasabanda y los filtros pasaalta. Estas configuraciones se pueden verificar en la figura 3.

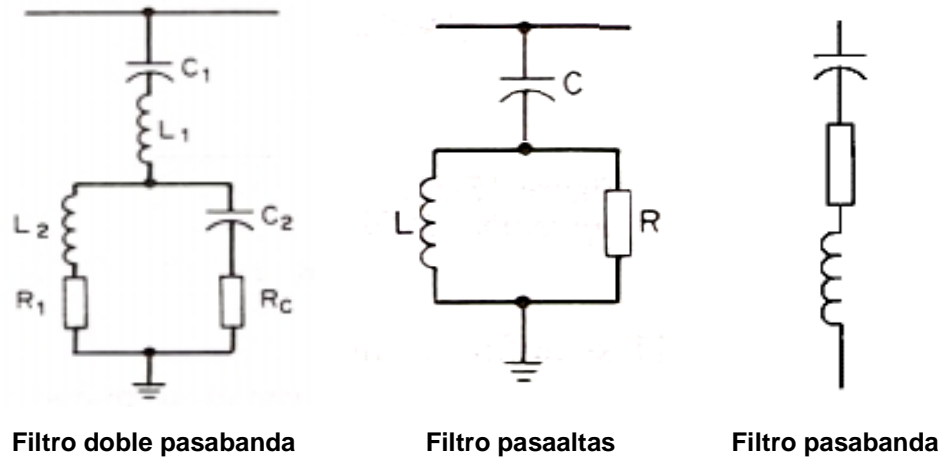


fig. 3. Configuraciones típicas de filtros de CA

Básicamente los filtros de CC se utilizan para limitar la interferencia con los circuitos de comunicación que estén cerca de las líneas de transmisión de CC.

1.3.5 Fuente de potencia reactiva

Los bancos de capacitores están conformados por muchas unidades capacitivas individuales distribuidas en grupos múltiples conectados en serie y paralelo, donde el número de grupos en serie está determinado por la tensión de operación del banco y el número de grupos en paralelo está determinado por el tamaño del banco en Mvar. Las unidades capacitivas están diseñadas para trabajar continuamente a $\geq 110\%$ de su tensión nominal de operación.

La conexión y desconexión de los bancos de capacitores se hace por medio de interruptores de corte de carga o cortacircuitos, o ambos. Las unidades capacitivas de los bancos necesitan de fusibles individuales para su protección al presentarse una falla dieléctrica interna y para indicar la presencia de unidades con falla.

1.4 VENTAJAS DE LA TRANSMISIÓN HVDC FRENTE A LA TRANSMISIÓN TRIFÁSICA

La transmisión de corriente continua a alta tensión tiene ventajas técnicas que conllevan a determinadas ventajas económicas que justifican su aplicación sobre la transmisión en corriente alterna a alta tensión (HVAC) en condiciones especiales.

1.4.1 Ventajas económicas

- Los sistemas de HVDC se pueden construir por etapas, sin que se originen costos previos considerables en perspectiva de futuras ampliaciones.
- Para sistemas de líneas aéreas largas de transmisión (≥ 500 Km), el costo es mas bajo en las líneas de HVDC. Esto se debe por la disposición sencilla de 2 (dos) conductores, por las torres más ligeras y de menor altura y por un total de aprovechamiento de los conductores, puesto que no hay necesidad de transportar potencia reactiva.
- La diferencia de costos para cables en la transmisión de HVDC y en HVAC (Corriente Alterna a Alta Tensión) es más pronunciada que para las líneas aéreas.

- De acuerdo a lo mencionado anteriormente los costos extras de las estaciones convertidoras para un sistema de HVDC se pagaría con los ahorros obtenidos de las líneas o cables y otros costos relacionados.

1.4.2 Ventajas Funcionales

- La posibilidad de conexiones asincrónicas entre dos sistemas de HVAC, debido a que se encuentran desacopladas por el circuito de corriente continua, dan como resultado la no dependencia entre las frecuencias de ambas redes.

- Al estar desacopladas ambas redes trifásicas por el circuito de corriente continua no se presentan dificultades en lo referente a la estabilidad estática y dinámica.

- Los sistemas de HVDC tienen la habilidad de controlar rápidamente la potencia transmitida, permitiendo ajustar y mantener en un valor constante la potencia de transporte deseada, independientemente de las condiciones de frecuencia y tensión en la red de corriente trifásica, logrando así un impacto en la estabilidad del sistema de HVAC asociado.

- La técnica de HVDC permite en el crecimiento de redes de corriente trifásica alimentar potencia adicional sin elevación de la potencia de cortocircuito en la red.

1.4.3 Ventajas Técnicas

- No se presentan problemas referentes a la potencia reactiva ni en las líneas ni en los cables de HVDC.

- En la transmisión de HVDC por medio de líneas y cables no se presenta el efecto piel, permitiendo un mejor uso en el conductor, como también no requieren compensación.

- En los cables de HVDC no se induce corriente en el apantallamiento y no hay movimiento iónico en los cables.

- En el caso de la transmisión de HVAC (Corriente Alterna a Alta Tensión) por cables submarinos, donde no pueden emplearse estaciones intermedias para la compensación de potencia reactiva, la única solución técnica posible a grandes distancias es la que ofrece el sistema de HVDC.

1.5 DESARROLLO TECNOLÓGICO DE LOS SISTEMAS DE HVDC

1.5.1 La transmisión HVDC hoy

El primer sistema de HVDC se construyó en 1954, uniendo mediante un cable submarino de 98 Km la isla de Gotland con Suecia, con una potencia de transmisión de 20 MW a una tensión de 100 kV. Hoy la mayoría de las estaciones convertidoras se basan de los principios utilizados en el enlace original de Gotland (Tecnología LCC).

El diseño de las estaciones convertidoras de HVDC experimentó su primer cambio importante con la utilización de las válvulas de tiristor en el año de 1967, siendo el enlace de Gotland el primero en utilizar esta tecnología. La primera válvula de este tipo, refrigerada por aire, estaba diseñada para interiores, pero pronto se utilizaron también válvulas aisladas y refrigeradas con aceite para uso de exteriores. Actualmente todas las válvulas de HVDC están refrigeradas por agua.

En 1997 fue instalado en Suecia el primer enlace de HVDC con tecnología VSC (voltage Source Converter), utilizando el mismo corredor de paso de la línea AC del primer sistema trifásico en AC del mundo que fué instalado en 1893.

La tecnología más reciente en el transporte de energía eléctrica por HVDC, es la llamada HVDC Light (desarrollada por ABB), basada en la tecnología de conmutación forzada VSC (Voltaje Source Converter). La tecnología HVDC Light fue introducida en 1997, desde entonces se han instalado varias líneas de hasta 330 MW que están actualmente en funcionamiento y se están construyendo otras nuevas.

El sistema HVDC Light está diseñado para aplicaciones subterráneas o marinas, a potencias pequeñas y mediana que van desde 90 megavatios hasta 330 megavatios y está previsto este año manejar una potencia de 1000 Megavatios. La tecnología HVDC Light es aplicable para alimentación de plataformas marinas, conexión de parques eólicos marinos y terrestres, conexión de islas y alimentaciones de ciudades.

1.5.2 Mayores proyectos de HVDC

Hasta el 2004 la capacidad instalada en el mundo utilizando la tecnología de HVDC ascendía a más de 70.000 MW, en donde los mayores proyectos realizados hasta esta fecha fueron:

Mayor enlace de HVDC, construido en Itaipu (Brasil) con una potencia de 6.300 MW, a una tensión de ± 600 kV. Año 1985.

Mayor convertidor, construido en el proyecto Gorges-Changzhou (China), con una potencia de 1.500 MW, a una tensión de 500 kV. Año 2002.

El mayor sistema VSC (Voltaje Source Converter), instalado en Cross Sound (USA), con una potencia de 330 MW. Año 2002.

Cable subterráneo de mayor longitud utilizando tecnología VSC (Voltage Source Converter), instalado en Murraylink (Australia), con una longitud de 180 km, a una potencia de 200 MW. Año 2002.

Cable submarino tendido a mayor profundidad (1000 metros), instalado en Italia (Grecia). Año 2001.

1.5.3 Desarrollos futuros de los sistemas de HVDC

Los sitios con mayor potencial para la aplicación de los sistemas de corriente continua a alta tensión estarían ubicados en Asia (China), India, África y sur América, debido a su alto potencial hidroeléctrico.

El futuro de los sistemas de HVDC está enfocado actualmente en la elaboración de nuevas tecnologías y materiales que permitan construir cables que soporten mayores profundidades, tensiones y potencias. Como también en el aumento del rango de potencias en la tecnología VSC (voltage Source Converter), en la mejora de su fiabilidad, debido a que se presentan disparos imprevistos aproximadamente de 1 a 2 disparos anuales, y en la reducción de pérdidas en las estaciones de conversión VSC (voltage Source Converter) hasta un rango de 1 o 2%.

2. LÍNEAS AÉREAS DE CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)

De los mas de 70.000 MW de capacidad de transmisión por corriente continua a alta tensión instalados en el mundo, un 12 % aproximadamente corresponden a cables subterráneos/submarinos y un 88% corresponden a líneas aéreas. La utilización de las líneas aéreas de HVDC en los sistemas de transporte de alta potencia se requiere por la imposibilidad de las líneas aéreas trifásicas al ser utilizadas en grandes distancias. Para atravesar estas distancias las líneas aéreas de HVDC lo hacen con un menor costo, menos perdidas y con una mayor confiabilidad que para líneas de CA.

Los ingenieros responsables del diseño de estaciones de HVDC deben familiarizarse con los fenómenos más importantes que ocurren en la distribución y el transporte de energía en líneas aéreas de HVDC y su relación con el diseño. La familiaridad con estos fenómenos puede también ser muy útil durante las preparaciones para un proyecto y en la optimización del sistema. En este capítulo se discuten las características y fenómenos más relevantes de las líneas aéreas de corriente continua a alta tensión.

2.1 DISPOSICIONES BÁSICAS DE LÍNEAS DE HVDC

En la transmisión de corriente continua a alta tensión puede utilizarse la tierra como conductor de retorno, por lo tanto, se puede considerar por separado a cada conductor de transporte junto con el retorno a través de tierra, como un circuito eléctrico independiente. De acuerdo a este criterio, puede tenerse en cuenta las siguientes disposiciones básicas de circuito¹.

¹ DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. 13 ed. Bogotá. Mc GRAW-HILL, INC. 1993. 20. Transmission Arrangements, Cap. 15, Pag 18

2.1.1 Disposición monopolar

Esta disposición utiliza solamente una línea de transporte y usa permanentemente el retorno por tierra, esto se puede verificar en la figura 1.

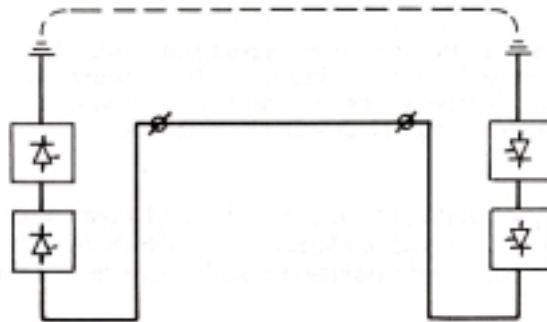


fig. 1. Disposición monopolar para el transporte HVDC

La disposición de líneas aéreas monopolares se utiliza para sistemas de potencia relativamente pequeña, principalmente en secciones para el transporte de HVDC por cable. La figura 2, muestra la torre de una línea monopolar de HVDC con aisladores en secuencia V.

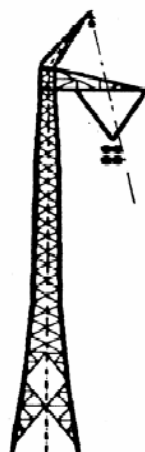


fig. 2. Línea monopolar HVDC

2.1.2 Disposición bipolar

La disposición bipolar en líneas aéreas de HVDC emplean dos conductores aislados, donde estos conductores están dispuestos uno como polo positivo y el otro como polo negativo, tal como se puede verificar en la figura 3.

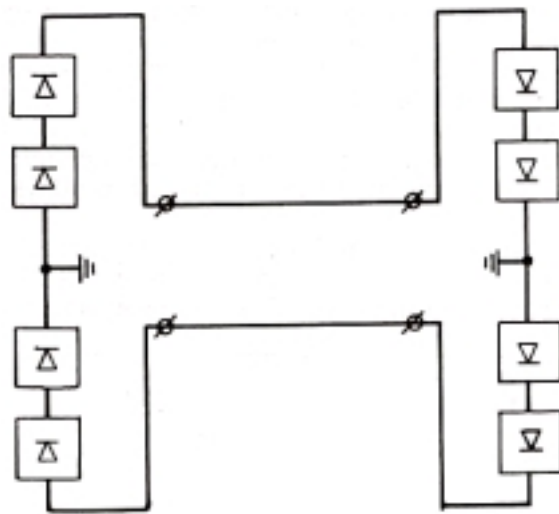


fig. 3. Disposición bipolar para el transporte HVDC

Cada conductor se encuentra suspendido a cada lado de la torre, tal como se puede ver en la figura 4, que muestra una torre típica para una línea aérea bipolar.

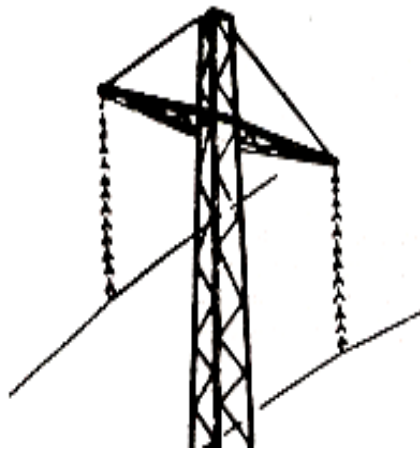


fig. 4. Línea bipolar HVDC

En la transmisión bipolar no es necesario el uso del retorno por tierra, pero se tiene en cuenta en caso de fallo de un polo, para así, aumentar la disponibilidad de transporte. Si uno de los dos polos sale por algún evento de falla, el otro polo puede seguir operando con la tierra pero con la mitad de la carga nominal.

Los sistemas de HVDC con líneas aéreas, en contraste con los sistemas que usan cables son casi siempre sistemas bipolares. Sin embargo los sistemas monopolares con líneas aéreas, se pueden utilizar como etapa inicial de un sistema de HVDC que en su etapa final será un sistema bipolar, o también como una sección de línea aérea de un sistema de transmisión de cables.

2.1.3 Disposición homopolar

Se puede decir que una línea homopolar es una forma especial de la línea monopolar. En términos de su construcción y de la configuración de las torres, es igual que la línea bipolar (ilustrada en la figura 4), pero teniendo ambos conductores la misma polaridad. La disposición homopolar se puede verificar en la figura 5.

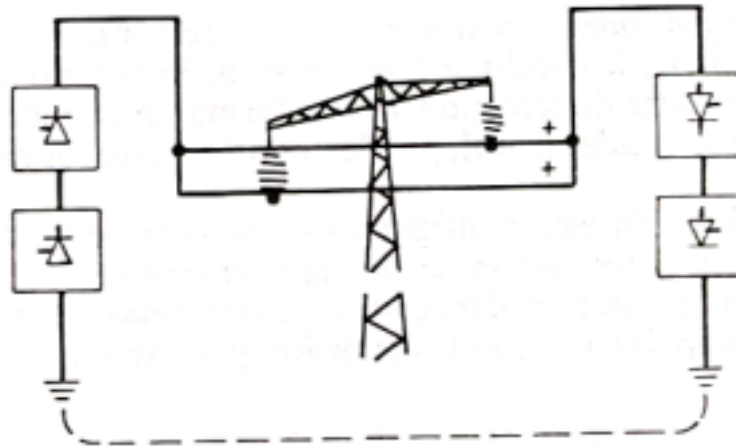


fig. 5. Línea homopolar HVDC

Esta disposición de líneas aéreas se utilizan para alimentar sistemas de cable de transporte homopolar, pero debido al reducido efecto corona que se produce, la disposición homopolar puede también utilizarse para sistemas de transporte aéreo muy grandes, en esta disposición intervienen dos circuitos homopolares, donde las cadenas de aisladores de cada torre llevan dos conductores separados con la misma polaridad. En la figura 6 puede verse esta disposición.

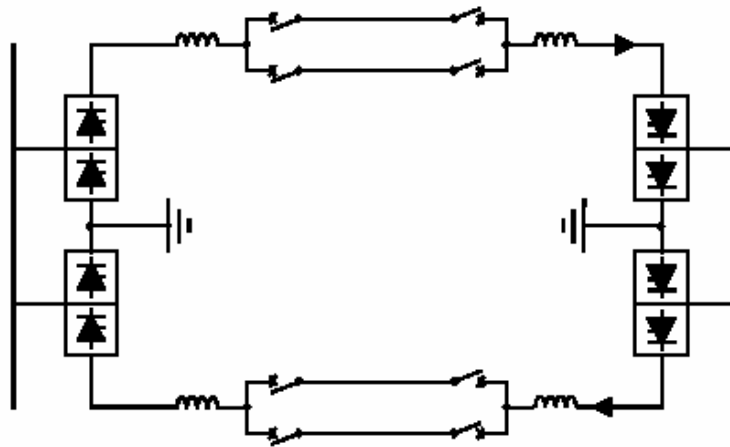


fig. 6. Sistema HVDC con dos líneas homopolares

2.2 DISTANCIAS MÍNIMAS REQUERIDA ENTRE CONDUCTOR Y ESTRUCTURA

En la determinación de la separación mínima contra la estructura de la torre, se debe tener en cuenta el ancho de oscilación de las secuencias del aislador bajo carga máxima del viento, como se puede observar según lo indicado en la mitad izquierdo de la figura 7. Este ancho de oscilación puede ser reducido, si el conductor se suspende en secuencia V, (ver mitad derecha de la figura 7) y por consiguiente pueden mantenerse así las crucetas más cortas, pero esta separación reducida entre los conductores tiene la influencia desfavorable de aumentar el gradiente superficial del conductor y los efectos que están en función de él.

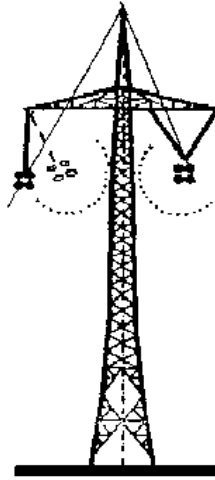


fig. 7. Ancho de oscilación de secuencia de aisladores

La figura 8 muestra las distancias mínimas que se adoptan entre conductores y estructuras en la transmisión de HVDC².

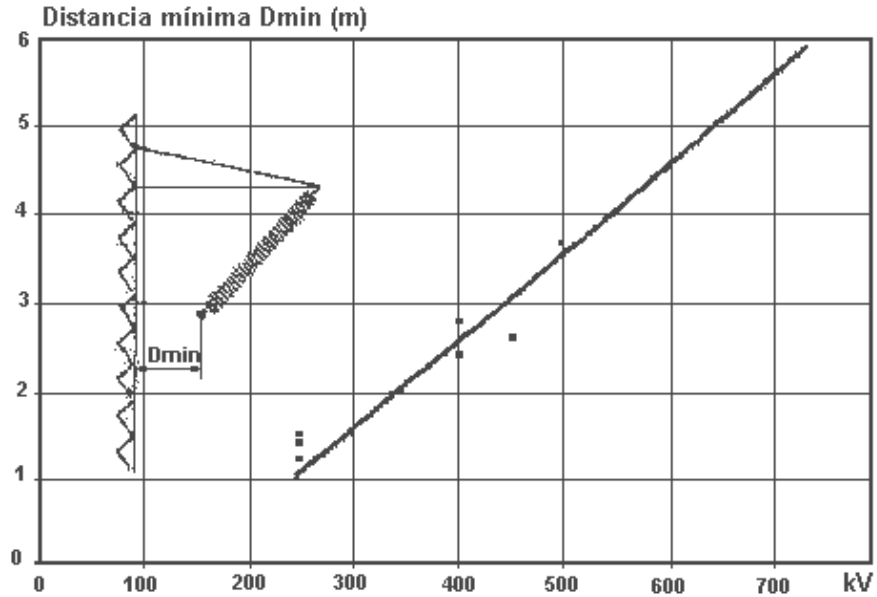


fig. 8. Distancias mínimas entre conductor y estructura

² <http://altaybajatension.lineas-electricas.com.ar/materiales-electricos-alta-tension-2.htm>

2.3 AISLAMIENTO DE LA LÍNEA AÉREA DE HVDC

El aislamiento de la línea aérea está determina por el número de las descargas disruptivas (flameos inversos) que se esperan de acuerdo a una base estadística, obteniendo así la confiabilidad de un sistema de HVDC. La selección correcta del aislamiento requiere un compromiso entre el costo y el funcionamiento técnico.

Las condiciones ambientales de la ruta de una línea aérea tienen una influencia decisiva en su confiabilidad. Además del nivel cerámico, la contaminación atmosférica, junto con la humedad en el aire, tiene una influencia importante la frecuencia de descargas disruptivas de un aislamiento dado de la línea. Sin embargo, si son especificadas un número aceptable de descargas disruptivas por año, todos estos efectos se deben tomar en consideración en la selección del aislamiento de la línea.

2.3.1 Diseño del aislador

Hasta la fecha, las líneas aéreas de HVDC se han equipado casi exclusivamente con los aisladores de discos de vidrio o de porcelana. Los efectos mas comunes que originan el envejecimiento prematuro y la disminución de la vida útil de los aisladores son la radiación solar UV (ultra violeta), el daño a la superficie causada por las partículas de polvo con vientos fuertes (efecto sandblasting) y la estabilidad escasa de los compuestos internos.

El arreglo geométrico de la cadena de aisladores en la torre no tiene ninguna influencia significativa en el comportamiento del flameo inverso ó descarga disruptiva. La figura 9 muestra un aislador típico de HVDC.

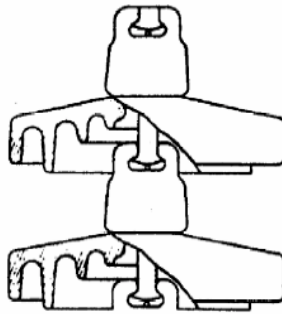


fig. 9. Aislador de HVDC

Los aisladores compuestos con las envolturas de goma de silicio (poliméricos) desempeñan un papel muy importante en el aislamiento de las líneas de HVDC (Corriente Continua a Alta Tensión).

2.3.2 Grado de aislamiento

El punto de partida para determinar el grado de aislamiento, es hacer una estimación de un número posible de descargas disruptivas y flameos que se puedan presentar en la línea en determinada región. Para el caso de las descargas disruptivas se podría calcular por el número aceptado de descargas disruptivas proyectadas estadísticamente en un año, causadas por la contaminación. Si las líneas cruzaran por regiones de diversas condiciones ambientales, sería apropiado subdividir la línea en segmentos.

El número de flameos esperados sería igual a la probabilidad de descargas disruptivas de una secuencia de aisladores en un período de humedad, multiplicado por el número de los períodos húmedos esperados por año y por el número de las secuencias del aislador en la línea o el segmento de línea.

2.4 EFECTO CORONA

El efecto corona tiene que ver con la ionización del aire que rodea un conductor, como resultado de una elevada intensidad de campo eléctrico, produciendo una descarga disruptiva en el aire circundante, que es acompañada por fenómenos luminosos. El efecto corona ocurre cuando la intensidad del campo excede un valor crítico.

La zona de la ionización es una capa delgada alrededor del conductor; su espesor está en el orden de la magnitud de una décima del porcentaje de la distancia entre los electrodos. En esta zona, las altas fuerzas del campo causan el transporte de carga en donde chocan a alta velocidad con las moléculas del aire y las ionizan, dando origen a pulsos de corriente que ocasionan pérdidas de energía, ruido audible y la radio interferencia. Los electrones lanzados se aceleran hacia el conductor positivo y alejándose de el negativo, y chocan así de nuevo con las moléculas del aire, haciendo que ocurra el efecto de la avalancha.

El efecto corona se caracteriza por que en polaridades negativas presentan frecuentes impulsos repetidos (pulsos de Trichel) de unos pocos picocoulombs y en polaridades positivas, los impulsos son poco frecuentes, pero contienen cargas de hasta miles de picocoulombs. Estos impulsos de corriente tienen duración de solamente una fracción de microsegundos, siendo de menor duración para la polaridad negativa que para la positiva.

2.4.1 Pérdidas por efecto corona

Las pérdidas por efecto corona en las líneas aéreas de transmisión de corriente continua a alta tensión son diferentes para las polaridades positivas y negativas, y las pérdidas promedio son aproximadamente igual para ambas polaridades.

La figura 10 muestra los resultados de pérdidas por efecto corona para una línea bipolar en condiciones de buen tiempo y la figura 11 los resultados de pérdidas por efecto corona bajo tiempo lluvia. Una comparación de las dos figuras muestra que el rango de los valores de la pérdida de la corona es perceptiblemente más grande para tiempo de lluvia que para el buen tiempo.

Las pérdidas en caso de mal tiempo es mayor si los conductores poseen un alto gradiente superficial, esto se puede verificar en la grafica, con un gradiente de 25 kV/cm las perdidas de potencia con buen tiempo y con mal tiempo son de 2 kW/km y 10 kW/km respectivamente, mientras que para un gradiente de 20 kV/cm las perdidas de potencia con buen tiempo son de 0.8 kW/km y con mal tiempo 4 kW/km.

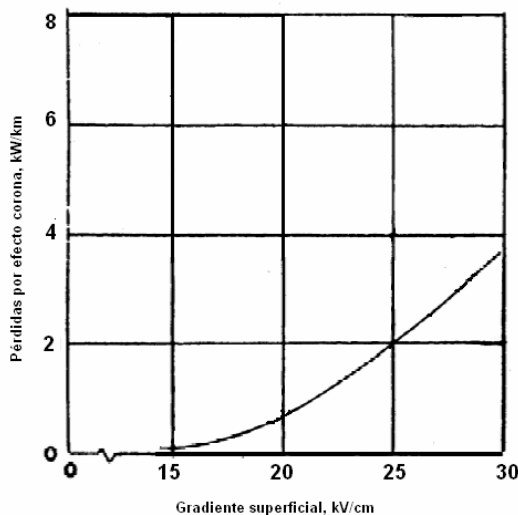


fig. 10. Pérdidas por corona condición de buen tiempo

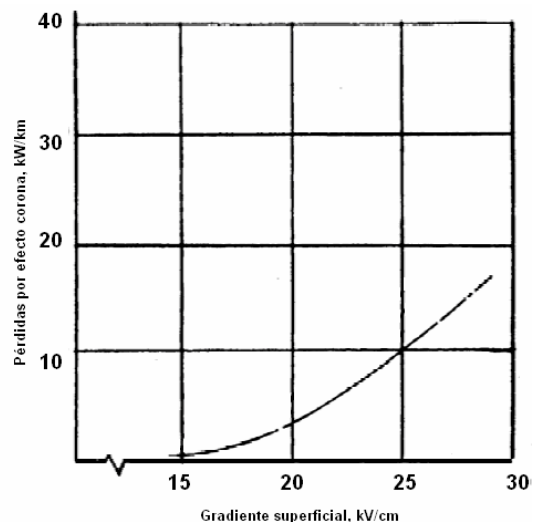


fig. 11. Pérdidas por corona condición para tiempo de lluvia

Es evidente que el valor medio de las pérdidas de corona en tiempo de lluvia es tres a cinco veces mayor que en condiciones atmosféricas normales. La influencia del mal tiempo, la lluvia y otros factores ambientales permite el aumento de las pérdidas por efecto corona. La siguiente fórmula determina las pérdidas por efecto corona en una transmisión bipolar³:

$$P = P_0 + \alpha(\rho_{\max} - \rho_0)^2$$

Donde: ρ_0 : gradiente de iniciación de la corona en la superficie del conductor, kV/ cm.

ρ_{\max} : gradiente máximo de la superficie del conductor, kV/ cm.

P_0 : pérdida por corona al gradiente de iniciación, kW/Km.

Las pérdidas promedio por efecto corona en las líneas de transmisión homopolar es menor a la suma de las pérdidas promedio de las líneas monopoles operando a la misma tensión.

En el caso de las líneas bipolares las pérdidas medias totales son mayores a la suma de las pérdidas de dos líneas monopoles utilizando los mismos conductores y funcionando a las mismas tensiones. Este caso se presenta debido a la recombinación de las cargas positivas y negativas en el espacio comprendido entre los dos conductores.

³ DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. 13 ed. Bogotá. Mc GRAW-HILL, INC. 1993. Corona, 81. Bipolar Corona Loss, Cap. 15, Pag 55

2.5 CAMPOS ELÉCTRICOS Y MAGNÉTICOS

Los campos eléctricos y magnéticos también se generan alrededor de una línea aérea de HVDC, pero éstos son campos de corriente continua, los efectos biológicos potenciales de estos campos son mucho menores que los campos que se producen en las líneas de un sistema trifásico.

El campo electrostático se forma en el espacio entre el conductor vivo y la tierra debido a la formación de una carga espacial causada por la ionización del aire en la proximidad de la superficie del conductor.

Las corrientes en las líneas aéreas de HVDC no son muy altas (generalmente ≤ 2 kA), y la altura de los conductores sobre la tierra es generalmente considerable (≥ 10 m). Consecuentemente, la magnitud del campo electrostático es muy baja y las densidades del flujo magnético en la superficie de la tierra son alrededor de 10 μ T, que está en la orden de la magnitud del campo geomagnético natural de la tierra. Es difícil imaginar algún efecto adverso o incluso peligroso para la salud a estos niveles tan bajos.

2.6 LA RADIOINTERFERENCIA

Son emitidas desde la línea aérea, generadas como resultado de la descargas de la corona alrededor de conductores, solo se genera radiointerferencia significativas para líneas con tensiones positivas. La radiointerferencia se presenta generalmente a causa de los pulsos que ocurren en el encendido de las válvulas y por pulsos corona en la línea.

Los pulsos corona son tratados por filtros pasabandas, en donde se logra reducir los picos que son detectados en la radiointerferencia, mientras que los pulso producidos por las válvulas se puede eliminar tomando precauciones en la estación terminal.

En el tiempo de lluvia y niebla presentan disminuciones de radiointerferencia, sólo las pérdidas por efecto corona aumentan significativamente.

2.6.1 Radiointerferencia producida por las líneas monopolares, bipolares y homopolares

La radiointerferencia producida por una línea homopolar es aproximadamente igual o ligeramente inferior a la producida por una línea monopolar de la misma tensión. En líneas bipolares solo el conductor positivo contribuye de forma significativa en este fenómeno. La radiointerferencia se pueden regular por la siguiente formula⁴:

⁴ DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. 13 ed. Bogotá. Mc GRAW-HILL, INC. 1993. 87. RI From Bipolar Lines, Cap. 15, pag 57

$$RI = 51 \text{ dB} + 1.5 (g - 20.9) + 10 \log (n/2) + 40 \log (d/4.58) - 40 \log (R/20) - 2.6$$

En donde RI = dB

g: gradiente superficial nominal máximo, kV/cm

n: numero de subconductores en un paquete

d: diámetro del subconductor

R: distancia desde los conductores positivos al punto en que se calcula la RI, en metros

Como ya se había mencionado solo las líneas con tensiones positivas producen radiointerferencia significativa, en tiempo regular se aplica la misma formula que para las líneas bipolares

2.7 RUIDO AUDIBLE

El ruido audible es uno de los parámetros más importantes para líneas aéreas y subestaciones que se producen solo en los conductores positivos. Todas las medidas conocidas para disminuir el ruido audible son bastante costosas.

El ruido audible de las líneas aéreas de transmisión de corriente continua a alta tensión, es un ruido de banda ancha con contribuciones que se extienden a las frecuencias altas. Como una regla, el ruido audible de las líneas de transmisión no debe exceder, en las áreas residenciales, 50 dB durante el día, o 40 dB por la noche.

El nivel de ruido audible en condiciones normales se puede estipular por medio de la ecuación⁵:

$$RA = 57 \text{ dB} + 126 \text{ Log} (\rho/25) + 18 \text{ log} (n/2) + 25 \text{ log} (d/4.45) - 10 \text{ log} R - 0.02 R + kn$$

Donde:

RA: dB (A)

ρ : gradiente nominal máximo en la superficie, kV/cm

n : numero de subconductores

d : diámetro del subconductor, cm

R : distancia del conductor positivo al punto para el cual se calcula el ruido audible, en metros.

kn = 0 Para n ≥ 3, kn = 2.6 para n = 2, kn= 7.5 para n = 1

⁵ DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. 13 ed. Bogotá. Mc GRAW-HILL, INC. 1993. 93. Audible Noise from DC Lines, Cap. 15, pag 58

2.8 RETORNOS POR TIERRA Y EFECTOS DE CORROSIÓN

Como se había hablado anteriormente las disposiciones básica de líneas aéreas de HVDC utilizan el retorno por tierra, ya sea para operación normal de un sistema o como respaldo en caso de fallo de un polo.

La conexión física con la tierra se hace por medio de los electrodos, en el caso de las líneas aéreas se utilizan los llamados electrodos de tierra (ver figura 12). Los electrodos sean marinos o terrestres se caracterizan porque allí es donde se concentra la caída de tensión en la trayectoria del retorno por tierra.

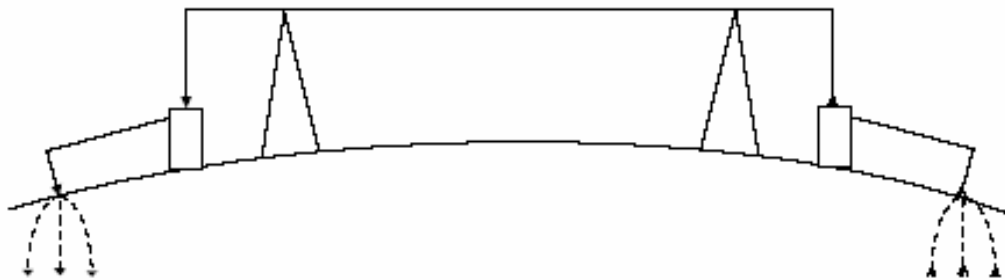


fig. 12. Disposiciones básica de líneas aéreas de HVDC utilizando el retorno por tierra

Los electrodos de tierra deben enterrarse siempre por debajo del nivel freático del suelo, en donde su colocación en el terreno se determina a partir de propiedades térmicas y eléctricas y del nivel del agua freática.

Con el fin de evitar la corrosión, los electrodos deben colocarse por lo menos de 3 a 5 km de la estación convertidora, para esta conexión puede usarse un cable o una línea aérea (ver figura 13) y también deben estar alejadas de la línea o cable principal de HVDC para evitar la corrosión de las tuberías o de cualquier otra estructura metálica próxima.

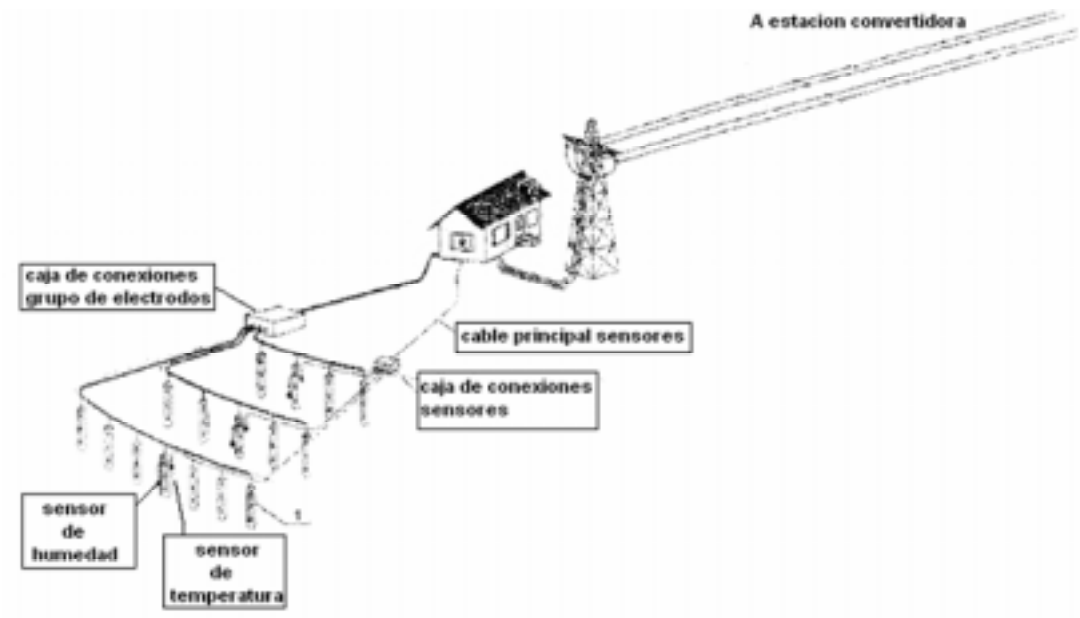


fig. 13. Conexión típica de los electodos de tierra

2.9 CONVERSIÓN DE LÍNEAS TRIFÁSICAS DE CA A LÍNEAS HVDC

El uso de líneas de ca existentes, para acondicionarlas en la transmisión de HVDC puede resultar una opción muy viable para aumentar la capacidad de transmisión a un costo relativamente bajo y con tiempos de ejecución relativamente breves.

Entre las características principales de la conversión de una línea de CA para operación en HVDC se destaca que esta puede trabajar a una tensión de polo a tierra mayor a la tensión de CA de fase a fase (rms) de la línea original usando sin cambio en la estructura de las torres y los conductores originales.

En algunas configuraciones de líneas, con el fin de aumentar la capacidad y reducir las pérdidas de la línea convertida, se realizan cambios en los conductores y en los refuerzos estructurales de las torres, esto se puede verificar en la figura 14.

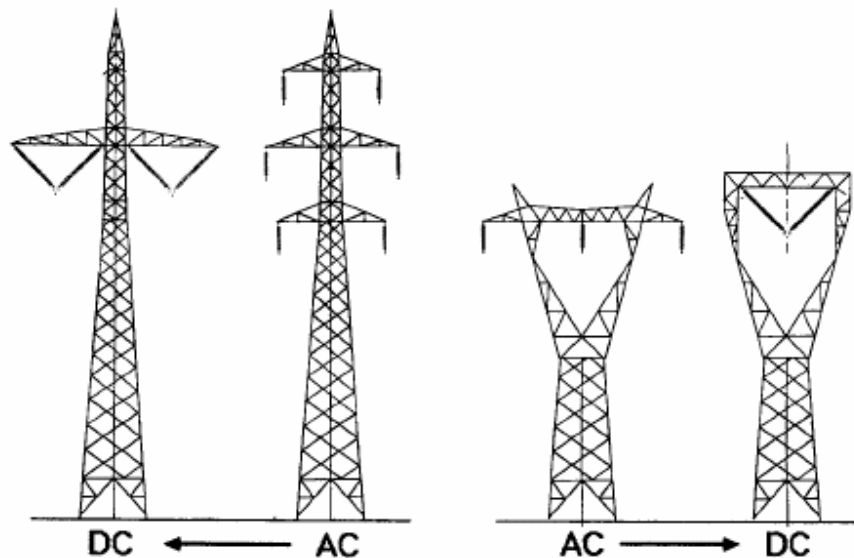


fig. 14. Diversas configuraciones para la conversión de líneas de HVAC a HVDC

3. CABLES DE CORRIENTE CONTINUA A ALTA TENSIÓN (HVDC)

En la actualidad, la construcción de cables de corriente continua a alta tensión no difiere mucho en la construcción de uno de HVAC (Corriente Alterna a Alta Tensión). En el caso del transporte de HVDC a través de líneas aéreas, los cables presentan condiciones análogas a estos sistemas con respecto a los sistemas de transporte por corriente trifásica. El número de cables por cada sistema es menor en la técnica de continua y el cable al no presentar problemas de potencia reactiva este se puede aprovechar mejor, tampoco presentan pérdidas dieléctricas. Se podría decir que una de las desventajas de los cables es la dependencia de temperatura de la resistencia específica del material aislante.

3.1 DISEÑO Y ESTRUCTURA DEL CABLE DE HVDC

Los cables de HVDC tienen un diseño parecido a los de HVAC, variando más que todo en el tipo de aislamiento del cable. El cable de HVDC está conformado básicamente por un conductor que puede ser de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre, un blindaje o pantalla del conductor, el aislamiento, un blindaje o pantalla del aislamiento, pantalla metálica en cinta o hilos de cobre y la chaqueta exterior de PVC (ver figura 1).

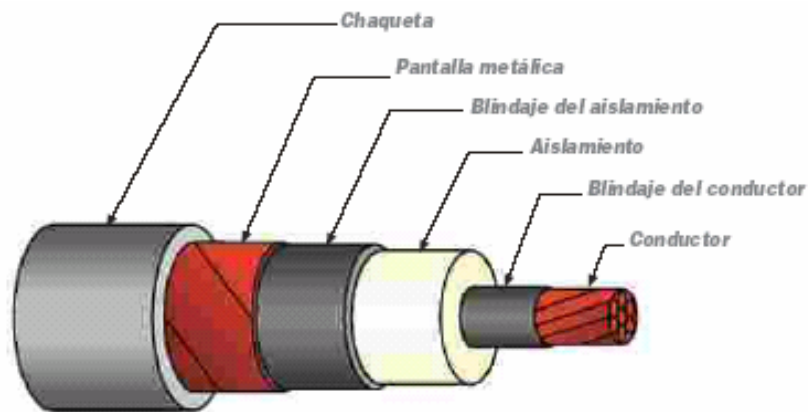


Figura 1. Diseño básico de un cable de alta tensión

El aislamiento de un cable HVDC varía de acuerdo a la tecnología y el material utilizado, en la sección siguiente se hace una breve descripción de los tipos de cables y su aislamiento.

3.2 TIPOS DE CABLES

La siguiente sección presenta una discusión general de los aspectos técnicos de los tipos de cables de corriente continua a alta tensión. Los cables de HVDC desarrollados actualmente tienen capacidades alrededor de los 800 MW y una tensión de 500 kV, utilizando aislamientos tanto extruido como de papel impregnado. Existen diferentes tecnologías disponibles en cables para HVDC, pero algunas de ellas comunes a las existentes en HVAC (Corriente Alterna a Alta Tensión). En el transporte de energía por corriente continua a alta tensión se pueden mencionar cuatro clases distintas de cables: cable con aislamiento de papel impregnado (MI), cable refrigerado por aceite a presión (OF), cable refrigerado por presión de gas y el cable aislado por plástico.

3.2.1 Cable con aislamiento de papel impregnado (Mass Impregnated)

Este tipo de cable es usado con más frecuencia en los sistemas de HVDC, debido a que este resulta más económico para tensiones limitadas, en la actualidad unos 500 kV. El aislamiento consiste de un papel especial enrollado en capas múltiples, que se impregna con aceite y resinas. El conductor del cable una vez cubierto con el aislamiento, es cubierto por unas capas de polietileno extruido y acero galvanizado que lo protege contra la corrosión y contra las deformaciones mecánicas durante su funcionamiento. También suele reforzarse con una capa de acero y/o plomo. En la figura 2 se puede ver un cable con aislamiento de papel impregnado (MI) en aceite típico para uso en HVDC.



fig. 2. Cable con aislamiento de papel impregnado en aceite

Para evitar la migración del aceite de impregnación, se debe limitar la temperatura del conductor a una temperatura especificada, en el caso actual 50 C° , como también se debe utilizar un compuesto de viscosidad elevada, pero teniendo en

cuenta que esta viscosidad debe ser lo suficientemente baja para que resulte una buena flexibilidad en el cable. Por lo tanto al cumplir con estas condiciones, se puede decir que la longitud de tal cable es teóricamente ilimitada. Los cables submarinos pueden ser introducidos en una profundidad de 1000 metros sin problema.

3.2.2 Cable refrigerado por aceite a presión (OF)

En un cable con aislamiento de papel impregnado en aceite (ver figura 2), hay un riesgo de que se puedan formar cavidades en el dieléctrico como resultado de cambios rápidos en la temperatura. Estas cavidades pueden conducir a descargas parciales y a un envejecimiento prematuro de estas. Este riesgo se puede prevenir perceptiblemente en gran parte por la introducción de un aceite aislante de baja viscosidad presurizado, dando como resultado la condición mejorada en la disipación de calor y de la utilización del cable para tensiones mas elevadas.

Este tipo de cables utiliza un aislamiento de papel impregnado de menor densidad que el cable con aislamiento de papel impregnado (MI) y un conducto longitudinal en el eje del conductor, para el aceite (ver figura 3).

Para este tipo de cables debe preverse los medios para la alimentación de aceite y para mantener la presión apropiada (estaciones de bombeo), su longitud está limitada a unos 100 km debido a la necesidad como ya se había dicho de hacer circular el aceite refrigerante a lo largo del cable. En el caso de cables submarinos de gran longitud estos exigen una mayor presión del aceite.



fig. 3. Cable refrigerado por aceite a presión (OF)

Existe una variedad de cable con aislamiento por presión de aceite, el cable plano, este comprende dos núcleos, cada uno aislado para la tensión nominal. Podría también ser utilizado básicamente como cable bipolar utilizando la mitad de la corriente nominal.

Ambos núcleos y la armadura externa son rodeados por una envoltura común de plomo formando así un cable con sección transversal plana-elíptica. Por este diseño se logra un efecto de compensación. En caso de una expansión térmica del material activo, tiene lugar a una deformación de la sección transversal, proporcionando esto más volumen para el aceite aislante. Y viceversa, en caso de un enfriamiento, la sección transversal retorna a la forma original plana-elíptica.

La presión del aceite se mantiene cerca de 6 bares y la formación de cavidades en el dieléctrico se previene confiablemente. Este cable no necesita alimentación de aceite externa. No se efectúa una migración del aceite aislante.

3.2.3 Cable refrigerado por presión de gas

Al igual que el cable con aislamiento por presión de aceite este tipo de cable utiliza gas (nitrógeno generalmente) en lugar de aceite como elemento de presión. El gas se introduce a través de un conducto hueco en el conductor. Este tipo de cables se ha utilizado para tensiones continuas de hasta 250 kV con respecto a tierra.

Los cables de corriente continua a alta tensión puestos en el Cook Strait en Nueva Zelanda son cables con aislamiento por presión de gas. Sin embargo, los cables de este tipo no se han utilizado en ninguno otro proyecto reciente.

3.2.4 Cable aislado por plástico

Además de utilizar el cable plástico hecho de polietileno o polietileno reticulado (cable XLPE) para aplicaciones en HVAC (Corriente Alterna a Alta Tensión) actualmente, también se utilizan en los sistemas de cables de HVDC. El cable XLPE (Cross-Linked Polyethylene) utiliza como aislante un polímero extruido, resultando un cable con aislamiento seco con una temperatura de trabajo de 90 °C y una de cortocircuito de hasta 250 °C. El cable XLPE para uso en corriente continua a alta tensión se puede verificar en la figura 4.



fig. 4. Cable subterráneo XLPE, conductor de aluminio

En la actualidad el cable XLPE (Cross-Linked Poliethylene) se utiliza en conexiones de HVDC con generación o consumos en alta mar, como son los aerogeneradores o estaciones petrolíferas, y además las ya mencionadas en aplicaciones de transporte y distribución en AC.

Con el desarrollo de la nueva tecnología de transporte de Alta Tensión en corriente continua HVDC Light, desarrollada por ABB, se ha implementado un nuevo tipo de cable, el cable de potencia HVDC Light (ver figura 5), que es un cable extruido, aislado por material polímero específicamente adaptado para corriente directa. No contiene fluidos aislantes o refrigerantes, su resistencia y flexibilidad hacen una cómoda instalación tanto como para cables subterráneos y submarino. Actualmente los sistemas de cable extruido pueden utilizarse en sistemas de cables de 150 kV para HVDC Light.



fig. 5. Cable HVDC Light, triple extruido aislado por material polímero

3.3 TIPOS DE ENLACES HVDC CON CABLES

3.3.1 Enlace HVDC monopolar por cable, con retorno por tierra

Un esquema básico de transmisión en HVDC por cable es la instalación monopolar, que como en el caso de la disposición monopolar de las líneas aéreas de HVDC utiliza la tierra para retornar la corriente, este esquema monopolar puede utilizar también el mar como retorno por tierra (ver figura 6),

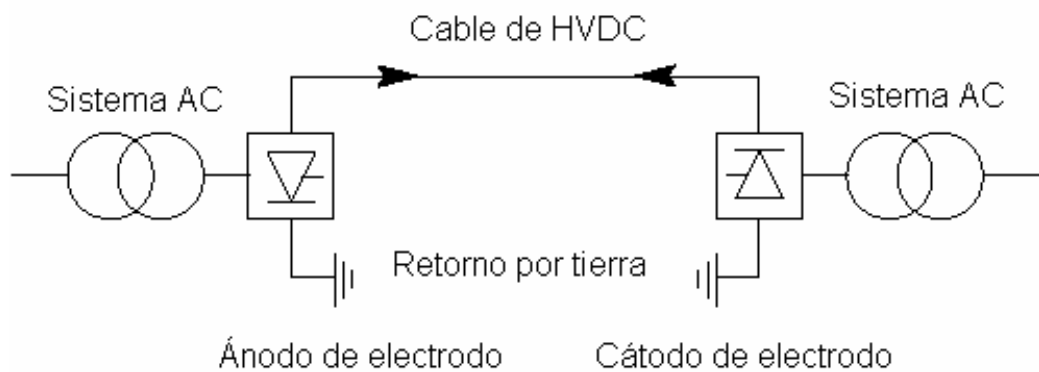


fig. 6. Enlace monopolar con retorno por tierra

El retorno por el mar reduce el costo de la interconexión, puesto que solo se necesita un cable entre las dos estaciones convertidoras. Las pérdidas también se mantienen en el mínimo, ya que la ruta de retorno tiene una enorme sección transversal, lo que hace que su resistencia sea insignificante. Las únicas pérdidas se deben a las caídas de tensión en el ánodo y el cátodo de los electrodos marinos utilizados para el retorno por tierra.

3.3.2 Enlace de transmisión HVDC bipolar por cable

Al igual que en la transmisión por líneas aéreas, este esquema consiste en dos sistemas monopolares combinados, uno con polaridad positiva y el otro con polaridad negativa respecto a tierra (ver figura 7). Cada lado monopolar puede funcionar por su cuenta con retorno por tierra; no obstante, si la corriente de los dos polos es igual, las corrientes de tierra de los polos se anulan.

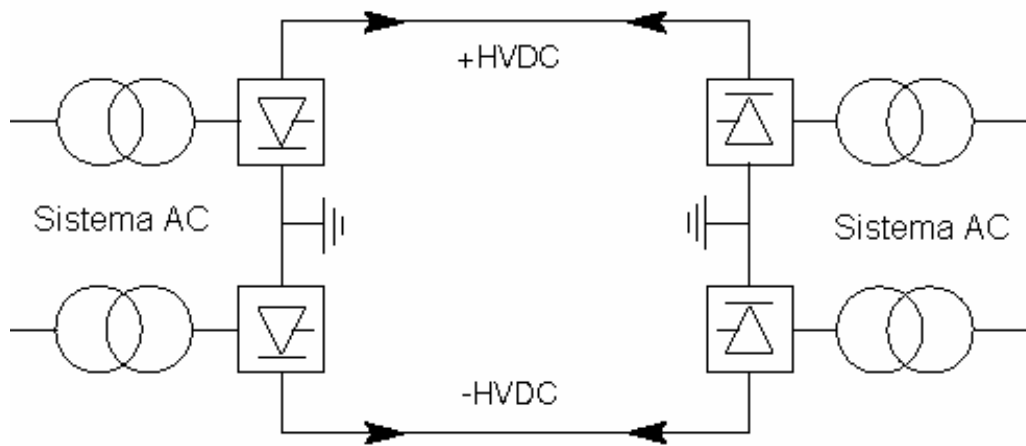


fig. 7. Enlace bipolar por cable

El retorno por tierra también se utiliza en este esquema como mecanismo de emergencia de corta duración, en el evento de falla de un polo.

3.3.3 Enlace HVDC monopolar por cable, con retorno por cable metálico

Para evitar los problemas que puede causar la corriente de retorno por tierra a través de electrodos marinos, se utiliza un sistema de retorno metálico monopolar, en donde la corriente de retorno pasa por un conductor en forma de cable de media tensión. El enlace monopolar con retorno por cable metálico se puede verificar en la figura 8.

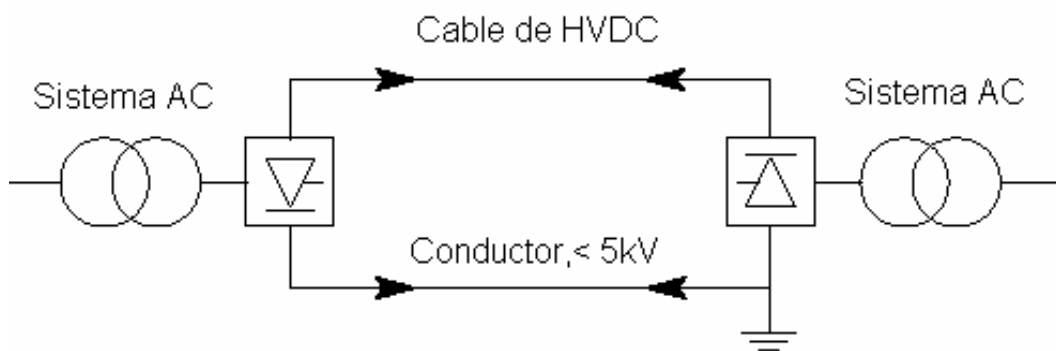


fig. 8. Enlace monopolar con retorno por cable metálico

3.4 PROBLEMAS ESPECIALES CON LA OPERACIÓN DE UN CABLE DE HVDC

La operación de un cable de HVDC produce un número de problemas que se deben tomar en consideración en el diseño de un sistema de HVDC, especialmente para las definiciones de las funciones de control y de protección.

3.4.1 Cambios en la dirección del flujo de potencia

Todos los sistemas de cable actualmente en operación con tecnología LCC (Line Commutated Converter), cambian la dirección del flujo de potencia invirtiendo la polaridad de la tensión. Para los cambios fijados en la dirección del flujo de potencia, las rampas de corriente y tensión predeterminadas deben ser ejecutadas de tal forma que se mantenga la rigidez en el cable tan baja como sea posible.

Para esta operación de inversión de polaridad se recomiendan una serie de pasos a seguir. La primera fase para este procedimiento consiste en una reducción simultánea de corriente y tensión a un 40%, manteniéndose constante. Esto es seguido por una segunda fase en donde hay una inversión lineal en la tensión. La tercera fase es el aumento simultáneo de corriente y tensión al nivel deseado.

Tal procedimiento evita el efecto de la reducción de corriente (que se describe a continuación) y previene descargas parciales en el cable y también da lugar a una demanda aproximadamente constante de la potencia reactiva desde los sistemas de CA.

3.4.2 El efecto de la reducción de corrientes

El aislamiento de un cable de HVDC con papel impregnado en aceite se considera que tiene una vida útil muy larga, según lo demostrado por muchos sistemas que han estado en operación por décadas. Un requisito para una vida útil larga es naturalmente que no ocurran descargas parciales en el dieléctrico del cable que puede dar lugar a daños y a la destrucción gradual del aislamiento.

Se ha descubierto recientemente que con una reducción rápida de la corriente de transmisión, puede haber una disminución rápida de la presión en el cable causando la formación de cavidades. En ese caso, hay peligro de que descargas parciales puedan dañar el aislamiento.

Sería una restricción inaceptable en la operación de sistemas HVDC para permitir su funcionamiento solamente a una potencia constante o solamente con variaciones muy lentas en la potencia para evitar el efecto de la reducción de corriente y la formación de cavidades en el aislamiento.

Una solución para este problema es así el supuesto "control cable-dependiente", que plantea una reducción inicial de potencia por medio de una reducción de tensión del 20%, seguida por una reducción gradual de la corriente, acompañada por un aumento de la tensión hasta que haya alcanzado el valor nominal una vez más.

3.4.3 Impulsos de tensión por conmutación

Los impulsos de tensión por conmutación que se originan en el lado de CA pueden transferirse al lado de CC, ellas son agregadas aguas arriba por los puentes convertidores conectados en serie en el lado de CC. Pero estas son limitadas siempre a niveles seguros por los descargadores de sobretensión de óxido de metal que están siempre presentes en los sistemas modernos de HVDC conectados en paralelo a las válvulas individuales y a los grupos de convertidores.

3.5 TENDIDO DEL CABLE

3.5.1 Tendido del cable subterráneo

El tendido de los cables subterráneos se hace de manera similar al de los cables de CA. El cable por tener pérdidas mínimas y una constitución mas simplificada, el tendido puede realizarse sin medios de refrigeración especiales⁶.



Fig. 9. Tendido del cable subterráneo

⁶ DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. 13 ed. Bogotá. Mc GRAW-HILL, INC. 1993. 69. Cable Laying, Cap. 15, Pag 50

3.5.2 Tendido del cable submarino

El fondo del mar es tan montañoso, rocoso y variado como cualquier terreno en tierra, debido a esto, el proceso del tendido del cable comienza con expediciones submarinas para examinar el fondo del mar, para así encontrar rutas relativamente planas e intactas, esto se realiza por medio de un submarino accionado a control remoto con manipulador y cámaras de televisión. Actualmente, los cables se tienden enterrados, usando dispositivos submarinos para el arado de la ruta (Hydroplow), este se arrastra a lo largo del fondo del mar y es remolcado por un buque, este sistema de arado se conoce con el nombre de jet plow (arado a chorro).

Para el tendido de cables submarino se utilizan generalmente buques especiales (ver figura 10), usados para el transporte del cable y equipamiento de elementos de tendido especiales.



fig. 10. Buque cablero para tendido submarino HVDC

Los cables se entierran aproximadamente hasta seis pies en el fondo del mar para dar protección contra los engranajes de pesca y las anclas. El Hydroplow utiliza agua a alta presión para fluidificar el sedimento a través de inyectores acentuados hacia abajo, creando un foso estrecho dentro del cual el sistema del cable pueda ser puesto. Los cables se colocan en los fosos y por acción de la gravedad, los sedimentos fluidificados se colocan rápidamente alrededor del cable, después de que el arado ha pasado.

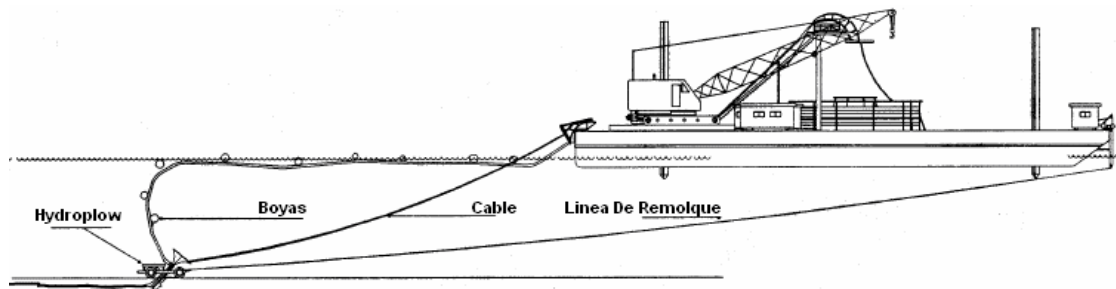


fig. 11. Hydroplow durante el proceso de arado

Para las conexiones de los cables submarino tienen que usarse juntas flexibles, y estas deben tener las mismas propiedades eléctricas y mecánicamente que el cable mismo.

Conclusiones

La técnica del transporte de energía por corriente continua a alta tensión, con sus ventajas funcionales, técnicas y económicas, es una alternativa importante y sirve de complemento para los sistemas de transporte de corriente trifásica.

Las aplicaciones de nuevas tecnologías en el transporte de la energía eléctrica por HVDC han tenido frecuentes cambios en cuanto al mejoramiento de las estaciones convertidoras, como es la implementación y el funcionamiento de dispositivos convencionales como son los IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), esto ha originado alcanzar un excelente funcionamiento en la red.

El desarrollo que ha sufrido durante los últimos años la técnica de HVDC, ha reducido considerablemente los costos de las estaciones y al mismo tiempo a aumentado la confiabilidad en sus aplicaciones.

En la transmisión de HVDC por medio de líneas aéreas es recomendable la utilización de sistemas de transporte homopolar con polaridad negativa, debido al reducido efecto corona que presentan los sistemas de transporte homopolar, y que solo se generan radiointerferencia y ruido audible significativas las líneas con tensiones positivas.

Los fenómenos producidos en la transmisión de HVDC por medio de líneas aéreas presentan efectos pocos dañinos al medio, caso contrario al fenómeno de la corona que ocasionan efectos de radiointerferencia, ruido audible y pérdidas de energía.

La implementación de nuevas tecnologías en la transmisión de HVDC, como es el caso de la tecnología VSC, ha facilitado el desarrollo de nuevos tipos de cable cuyas ventajas se ven reflejadas en calidad y en el ahorro de materiales aislantes y medios de refrigeración.

Las tendencias del desarrollo de la construcción de cables de HVDC se orientan en el empleo de nuevas tecnologías, el aumento de la confiabilidad y de sus características técnicas.

BIBLIOGRAFIA

KANNGIESSER, Karl-Werner. HVDC Systems and Their Planning. 4 ed. Alemania. Siemens AG. Pags 239-240, 241-251, 275-283, 285-291, 292-293.

DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. 13 ed. Bogotá. Mc GRAW-HILL, INC. 1993. Cap. 15, Pags 18-19, 45-46, 48-49, 50-52, 54-55, 56-57, 58.

ASPLUND, Gunnar. CARLSSON, Lennart. TOLLERZ, Ove. 50 años de HVDC, Revista ABB 4/2003, Pags 9, 12-13.

JACOBSON, Björn. FISCHER DE TOLEDO, Paulo. ASPLUND, Gunnar. ISACSSON, Göran, 500 MW CITY CENTER INFEED WITH VOLTAGE SOURCE CONVERTER BASED HVDC. ABB Power Technologies AB, Ludvika, Sweden. ABB Power Technologies Ltd., India. 2005/07/01.

[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot221.nsf/VerityDisplay/2FC6BD57B5827037C125708A002E088E/\\$File/500%20MW%20City%20Center%20Infeed%20with%20.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot221.nsf/VerityDisplay/2FC6BD57B5827037C125708A002E088E/$File/500%20MW%20City%20Center%20Infeed%20with%20.pdf)

Prof. L. A. Koshcheev, ENVIRONMENTAL CHARACTERISTICS OF HVDC OVERHEAD TRANSMISSION LINES. Mayo del 2003. Pags 5-6, 7-8.

http://www.nautilus.org/archives/energy/grid/2003Workshop/Koshcheev_paper_final1.pdf

FRAU, Joan Ignasi. GUTIÉRREZ, Jordi, Estado actual y perspectivas, Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC. Abril 2005.

<http://catedraendesared.citcea.upc.edu/jornades/jiie2005/ponencies/transporte%20de%20energia%20electrica%20en%20cc.pdf>

Cross sound Cable Interconnector, Connecticut and Long Island, USA

<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=POW0036&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch>

Sistemas de Corriente Continua (DC) - HVDC y HVDC Light

<http://www.abb.es/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/global/gad/gad02181.nsf&v=10EA&e=es&m=100A&c=02658C2DE9B2FE7AC1256DBE00461AB1>

HVDC Light

<http://www.abb.es/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/global/gad/gad02181.nsf&v=17EA&e=es&m=100A&c=D9479CEE8E9BE0D5C1256DBE00475399>

HVDC Light cables

<http://www.abb.es/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/global/gad/gad02181.nsf&v=17EA&e=us&m=100A&c=C1256D71001E0037C12569C90035B1CC>

HVDC Light, Submarine and Land Power Cables

<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=2GM5001%20gb&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch>

www.abb.com/

<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=boletines.vsiterview&itemact=main>

<http://www.iie.org.mx/publica/bolso96/tenden1.htm>